

**UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RÍO  
“HNOS. SAÍZ MONTES DE OCA”  
FACULTAD DE GEOLOGIA Y MECANICA**



**METODOLOGIA PARA EL ANÁLISIS DEL RIESGO PETROLERO Y  
TOMA DE DECISIONES. CASO DE ESTUDIO FRANJA NORTE DE  
CRUDOS PESADOS, SECTOR GUANABO – SEBORUCO, CUBA.**

**Tesis presentada en opción al Título Académico de Master en Geología.  
(Mención Geología del Petróleo)**

**Autor: Julio Ernesto Gómez Herrera**

**Tutor(es): Dr. C. José Álvarez Castro  
Dr. C. José F. Lastra Rivero**

**Oponente(es) Dr. C. Arelis Quintero  
MSc. Roberto Otero Marrero**

**Pinar del Río  
2010**

## **DECLARACION DE AUTORIDAD**

**Los resultados que se exponen en la presente tesis se han alcanzado como consecuencia del trabajo realizado por el autor y asesorado y/o respaldado por el CEINPET y la Universidad de Pinar del Río. Por tanto, los resultados en cuestión, son propiedad del autor y de estas instituciones y solo ellas podrán hacer uso de los mismos de forma conjunta y recibir los beneficios que se deriven de su utilización.**

---

**Firma del autor**

## *AGRADECIMIENTOS*

*Ante todo mi agradecimiento para los compañeros que han colaborado en la preparación de esta tesis que presento en opción al grado al Título Académico de Master en Geología.*

*Para el Dr. José Álvarez Castro, Dr. José F. Lastra Rivero y Dra. Silvia Valladares Amaro (Pepe, Pepe y Silvia) por su valiosa tutoría, consejos, amistad y dedicación hacia mí.*

*Agradezco a mi compañera Lourdes Lesmes Garrido siempre dispuesta en ayudarme en la comunicación con mis compañeros, cuando me encontraba en misión, salvándome así de la distancia que me separaba..*

*También agradezco a mis compañeros Rjaza Rey Pallí y a Ramón Pico Peña en facilitarme y hacerme llegar los materiales necesarios para realizar la tesis.*

*Merece un especial agradecimiento mi compañero Dr. Osvaldo Rodríguez Moran que sin su participación y sorprendentes soluciones en esta investigación, hubiera sido imposible su desarrollo y culminación.*

*Al Dr. José Orlando López, al MSc. Roberto Otero, MSc. Orelvis y al Tec. Raúl Mendiña que encauzaron, ayudaron y se preocuparon y defendieron esta maestría.*

*A todos los profesores del Curso de Maestría en especial a los profesores de la Universidad de Pinar del Río que con los conocimientos impartidos en las clases supieron darme las ideas necesarias para fortalecer esta tesis.*

*Mi agradecimiento a todos los que me ayudaron, apoyaron y confiaron en que podría terminar esta maestría pese a mi ausencia.*

*A Rosita por la preparación de los materiales impresos.*

*En fin agradezco a mis familiares y en especial a la REVOLUCION que hizo posible mi educación científica y social.*

*Para todos los que no nombré y se lo merecen “INMENSOS AGRADECIMIENTOS”.*

## *Dedicatoria*

*A mis niñas y esposa:*

*Sualí Ana, Ana Flavia y Ada*

*A mis padres:*

*Julio Emiliano y Ana Julia*

*A mis antepasados:*

*Emiliano, Francisco, Mario y Antonila*

*A toda mi familia,*

*A todos mis amigos,*

*Gracias*

*“La capacidad humana para el vaticinio es muy limitada, prácticamente nula, pero la evidencia tenaz del error no disuade a nadie de seguir haciendo predicciones, ni de prestar atención a quienes se dedican profesionalmente a formularlas, sean estos economistas, científicos o simples echadores de cartas”.*

*La ciencia de lo imprevisible, Antonio Muñoz, 2007*

## RESUMEN

En la presente tesis se propone una metodología para cuantificar el grado del riesgo geológico en la exploración petrolera, reducir su incertidumbre y mejorar la toma de decisiones con su consecuente impacto económico.

Se desarrolló una consistente estrategia para la evaluación de los sistemas petroleros, plays, prospectos y leads, mediante la formalización de sus principales factores de control geológico para la ocurrencia de hidrocarburos (roca madre, migración, reservorio, trampa, sincronía, sello, preservación y recuperación), así como herramientas para el cálculo del potencial petrolero de los objetivos descubiertos y por descubrir.

En esta metodología se incorporan, elementos de análisis de decisión multicriterio, que incluyen modelos determinísticos, estadísticos, lógica difusa, expertos y simulación probabilística de Monte Carlo. Todo esto, se sintetiza en un sistema automatizado de cálculo, para ayudar al experto a procesar la información que posea y la estimación económica de los recursos de los objetivos, con rigor científico.

Se aplicó esta metodología en el Sistema Petrolero Grupo Veloz, en su principal play Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba (FNCP), en su sector Guanabo – Seboruco. Está caracterizado por rocas sedimentarias carbonatadas de las UTE Placetas y Camajuaní, en un tectonismo de tipo alpino, con intensos procesos de sobrecorrimentos de edad Maestrichtiense – Eoceno Medio, que involucran apilamientos de pliegues anticlinales de rampa que abarcan rocas de edad Jurásico Superior hasta el Eoceno Medio. Las rocas madres se localizan en intercalaciones de lutitas con gran cantidad de materia orgánica, de ambiente marino profundo y anóxico y se ubican dentro del Grupo Veloz de la UTE Placetas.

## ABSTRACT

This thesis intends a methodology to quantify the geologic risk in the oil and gas exploration. Its principal aim is to reduce the geologic uncertainty and to improve the decisions making with their economic impact.

A consistent strategy was developed for the evaluation petroleum systems, plays, prospect and leads, by means of the formalization the geologic control of oil and gas occurrence (source rock, migration, reservoir, trap, timing, seal, preservation and recovery), also the calculation tools for the hydrocarbon potential, in the tested and untested objectives.

In this methodology was incorporate, the multitasking decision analysis, deterministic models, statistic model, fuzzy logic, expert's system and Monte Carlo's probabilistic simulation into an automated calculation system, to help the professional people to process the information and the economic estimate with scientific severity.

This methodology was applied in the Petroleum System named Veloz Group, in its main play North Cuban Heavy Oil (FNCP), zone Guanabo - Seboruco. It is characterized by carbonated sedimentary rocks of TEU Placetas and Camajuaní age Maestrichtian to Middle Eocene thrust belt processes, which absorb Upper Jurassic until Middle Eocene overthrust. The source rocks are located in shale's intercalations with large organic matter with marine environment.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
Antecedentes.....	3
Problema Científico.....	7
Objeto.....	7
Objetivo general.....	7
Objetivos específicos.....	7
Hipótesis de Trabajo.....	7
Resultados esperados.....	8
<b>CAPITULO I. CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y METODOLÓGICAS .....</b>	<b>9</b>
I.1. Naturaleza probabilística de la exploración petrolera.....	9
I.2. Teoría de la Probabilidades. Modelación de Monte Carlo.....	12
I.3. Naturaleza difusa de la exploración petrolera .....	14
I.4. Ingeniería del conocimiento en la exploración petrolera .....	15
<b>CAPITULO II. VALORACIÓN GEOLOGICA DEL RIESGO.....</b>	<b>18</b>
II.1. Cuencas Sedimentarias .....	18
II.2. Sistema Petrolero .....	19
II.3. Play .....	24
II.4. Prospecto o Lead.....	41
<b>CAPITULO III. VALORACIÓN ECONOMICA DEL RIESGO.....</b>	<b>51</b>
III.1. Play .....	51
III.2 Prospectos .....	56
III.3 Valoración de los recursos.....	57
<b>CAPITULO IV. VALIDACION DE LA METODOLOGIA.....</b>	<b>69</b>
IV.1. Caracterización del Sistema Petrolero.....	69
IV.2. Valoración geológica del Riesgo del Sistema Petrolero.....	75
IV.3. Valoración geológica del Riesgo del Play FNCP.....	75
IV.4. Valoración de los Prospectos y Leads.....	78
IV.5. Valoración Económica del Riesgo del Play.....	83
IV.6. Valoración Económica del Riesgo del Prospecto.....	85
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>92</b>
Conclusiones .....	92
Recomendaciones .....	95
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>96</b>

### INTRODUCCIÓN

Es muy difícil predecir con precisión dónde hay petróleo y menos aun dar información fidedigna sobre el tamaño del yacimiento, la calidad del hidrocarburo o el monto de las inversiones que requerirá el proyecto. Existe un deficiente conocimiento de los mecanismos que controlan los ambiente deposicionales, los procesos geológicos y otros muchos factores con intensidades e intermitentes en el tiempo.

Este es quizás, el único negocio donde un inversionista decide inyectar millones de dólares en una acción (perforación), cuando sabe que sólo tiene entre 5 y un 15% de posibilidades de éxito para recuperarla. Sin embargo, las empresas petroleras con sus especialistas han aprendido a manejar las incertidumbres, a medir los riesgos y a cuantificar sus posibilidades. De estos análisis depende, la decisión sobre en qué lugar de la tierra levantar una torre y cuándo empezar a perforar con esperanza de éxito, que no es mas que la toma de decisiones..

En la presente investigación se propone una metodología para cuantificar el grado del riesgo geológico en la exploración petrolera, reducir su incertidumbre y mejorar la toma de decisiones con su consecuente impacto económico. Se analiza el riesgo en la industria petrolera desde una doble perspectiva, geológica y económica, aunque esta última no se trata en todos sus aspectos, como son, la logística de la producción, el medio ambiente, la política financiera, y otros por la complejidad que presentan y sobrepasan los objetivos de esta investigación.

El cimiento y pilar fundamental de esta tesis es la consideración de la naturaleza probabilística de la exploración petrolera, por lo que abordamos consideraciones teóricas y metodológicas de la teoría de las probabilidades. Discutiremos una nueva aproximación al análisis del riesgo en la exploración petrolera mediante la simulación, que permite al analista la opción de describir la incertidumbre y el riesgo en forma de distribución de posibles valores o parámetros como son la entrada de dinero, espesores de capa, costo de perforación, etc. mediante la modelación de Monte Carlo, que juega un papel fundamental para el cálculo de los recursos de los objetivos petroleros.

Como la geología es una ciencia poco formalizada, en el proceso de valoración de riesgo es muy útil determinar una serie de descripciones cualitativas generales o conceptos lingüísticos, propios del lenguaje difuso para determinar la probabilidad de ocurrencia de



determinado evento. Otras consideraciones abordadas en este trabajo, aunque no a profundidad, son las que **nos** ayudan a convertir la información, en conocimiento, como son los elementos de la ingeniería del conocimiento.

Como parte fundamental de la tesis **evaluamos** la valoración geológica de los sistemas petroleros y la metodología para el cálculo de sus recursos.

Se utilizan tradicionalmente los conceptos de riesgo e incertidumbre para medir las posibilidades de obtener o de prever un resultado futuro. Para un petrolero el riesgo se entiende, como la probabilidad de no encontrar hidrocarburos y la incertidumbre se define como el rango de posibles valores y significados que pueden tomar las variables geológicas y que son igualmente impredecibles a futuro.

En este caso, el hecho de encontrar o no encontrar hidrocarburos se constituye en la incertidumbre de mayor impacto, hasta tal punto que condiciona a las demás incertidumbres identificadas. Por ello, en la industria petrolera se dice que la incertidumbre respecto de la posibilidad de encontrar hidrocarburos es tan alta que se convierte en un riesgo.

En cuanto a los riesgos, estos son comúnmente medidos en términos de probabilidades, las cuales pueden ser objetivas o subjetivas, dependiendo del método empleado para su asignación. Cuando la asignación se hace utilizando métodos estadísticos recibe el nombre de probabilidades objetivas, mientras que si la asignación se hace usando el conocimiento de expertos en la materia analizada, recibe el nombre de probabilidades subjetivas.

La actividad histórica de exploración de hidrocarburos, nos muestra que, a nivel mundial, la probabilidad de que al perforar un pozo exploratorio y éste sea descubridor de una acumulación de hidrocarburo económicamente aceptable, se ubica entre 10% y 35% (White, 1993), lo que significa aproximadamente, que de cada cinco pozos exploratorios perforados, tan sólo uno resulta descubridor.

Para que se produzca una acumulación de hidrocarburos, se tiene que cumplir una cadena de procesos, que van desde la presencia de una roca generadora, que esta sea capaz de expulsar ese hidrocarburo, que este hidrocarburo llegue con suficiente cantidad a una trampa y que esta exista. Si un solo eslabón falla, la exploración no tendrá resultados satisfactorios.

A lo largo de la historia de la prospección petrolera en Cuba en la decisión de perforar o no, donde enfrentamos inconvenientes en la toma de decisiones como por ejemplo:

- ✓ El hecho real de ser la geología una ciencia poco formalizada.
- ✓ Ser la geología de la República de Cuba de gran complejidad.
- ✓ El subjetivismo por criterios personales y la abrumadora prevalencia de la ciencia sobre la economía o viceversa.

El primer inconveniente no podrá ser modificado, pues es parte de la realidad objetiva a la que nos enfrentamos. Sin embargo, el segundo y tercer inconveniente, se pueden mejorar sensiblemente, a partir del aumento del grado de estudio y encausar las opiniones y conclusiones subjetivas a términos de probabilidades que reflejen las complejas leyes de la naturaleza para la acumulación de hidrocarburos en nuestro país.

### **Antecedentes.**

En la historia de la exploración petrolera en Cuba se divide en 3 etapas o periodos fundamentales; (1) Etapa desde 1881 a 1958, (2) Etapa desde 1959 a 1990 y (3) Etapa desde 1991 a la actualidad.

La Etapa desde 1881 hasta 1958 se caracterizó, por ser un periodo donde la exploración era asumida por compañías privadas cubanas y extranjeras principalmente de los Estados Unidos.

Primaron muchos criterios contradictorios, sobre el potencial y los riesgos que presenta nuestro archipiélago para el descubrimiento de yacimientos de petróleo y gas, donde citamos algunos:

- ✓ “Cuba es uno de los países del mundo con mayor cantidad de manifestaciones superficiales de petróleo, pero los procesos orogénicos ocurridos afectaron los yacimientos de petróleo que se han formado en épocas pasadas, (Everet de Bolyer, 1918).
- ✓ “la migración y la acumulación son incuestionablemente los aspectos críticos más difíciles de la geología del petróleo de Cuba, hay ausencia de arcillas lo que no asegura sellos adecuados”, (Rosencratz, 1957).

Pese a todas estas pesimistas aseveraciones, se descubrieron tres yacimientos Motembo (1881), Bacuranao (1914) y Cruz Verde (1917), todos productores en rocas ofiolíticas y cientos de pozos perforados.

Posterior a 1930, con el advenimiento de la Segunda Guerra Mundial y la necesidad de combustible, se realizan una serie de levantamientos geológicos y sísmicos, mas la perforación cercana en los yacimientos conocidos, aumentando la producción de hidrocarburos. El metraje perforado fue de alrededor de 711 000 metros, descubriéndose nuevos yacimientos en la Cuenca Central (Jarahuca (1940), Jatibonico (1954), Cristales (1956), Catalina (nuevo sistema petrolero) y los yacimientos de Santa María y Peñas Altas en el Occidente. La producción de petróleo extraída estuvo en el orden de las 850000 m<sup>3</sup> (Figura 1).

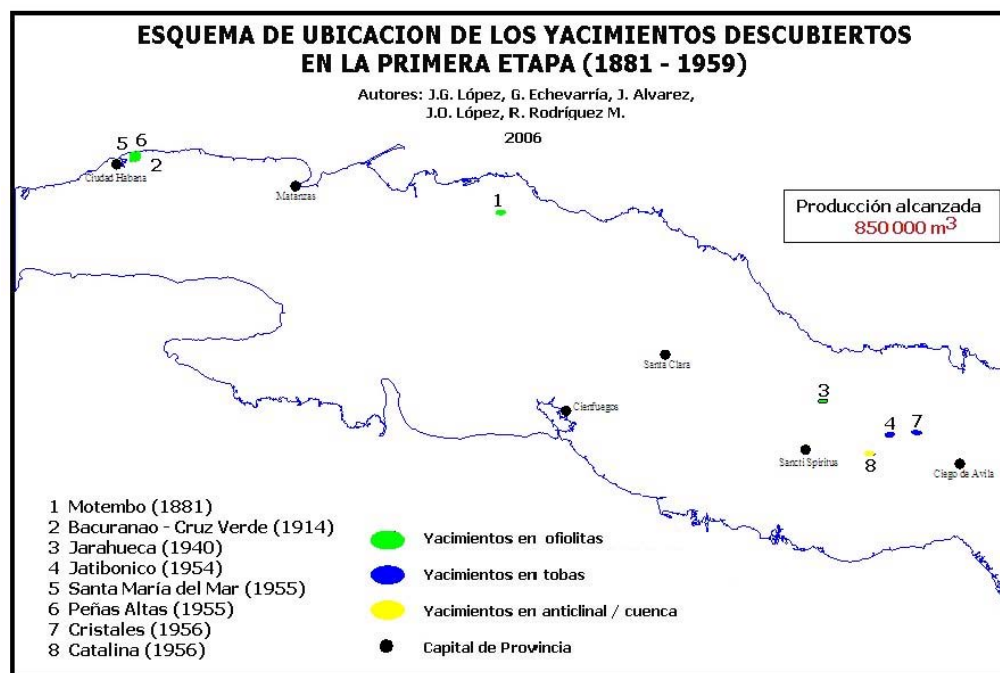


Figura 1. Esquema de ubicación de los yacimientos descubiertos en la etapa 1881 al 1958.

La Etapa desde 1959 hasta 1990 se caracterizó por el advenimiento de la Revolución Cubana. El estado asume la totalidad de la exploración y comienza a crecer la cantidad de información geológica en manos de los especialistas. Se extiende y mejora el grado de estudio geológico del territorio cubano, mediante la colaboración a gran escala con la Unión Soviética y países del campo socialista. Paulatinamente se fue constatando el alto grado de complejidad geológica que existía en la isla y su plataforma, tratándose de explicar esto a partir de modelos de evolución geológica cada vez más complejos y regionales. Se confecciona el mapa geológico de Cuba en escala 1:500 000, donde participaban más elementos dinámicos y estructurales. El servicio de la geofísica no fue todo lo eficiente que se hubiese esperado y querido, principalmente la sísmica.

Se desarrollan los yacimientos de Jatibonico y Cristales recuperándose los niveles productivos de la República antes de la Revolución, en mas de 500 000 toneladas aprox. y 120 000 metros de perforación.

Además, se descubren y desarrollan una veintena de yacimientos como Varadero, Chapelín, Camarioca, Boca de Jaruco, Vía Blanca, Guanabo, Brisas, Peñas Altas, Santa María, Bacuranao, Cruz Verde, Jarahueca, Martín Mesa, Yumurí, Esperanza, Cantel, Guásimas, Varadero Norte y Corralillo. Se mejora el grado de acierto en la perforación. Predomina la producción somera en el complejo vulcanógeno - sedimentario. La producción de petróleo extraída estuvo en el orden de las 9798000 m<sup>3</sup> (Figura 2).

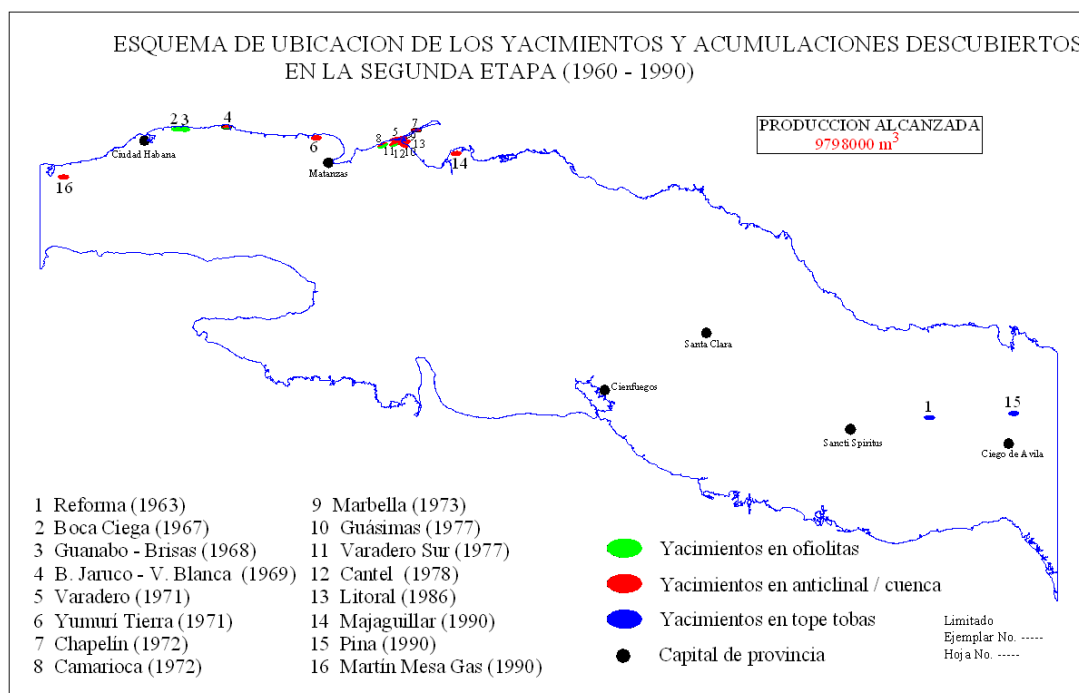


Figura 2. Esquema de ubicación de los yacimientos descubiertos en la etapa 1959 al 1990.

Destacamos que en este periodo se desarrolla la teoría del análisis y decisión de riesgo en los Estados Unidos, que es cuando se formalizan numerosos conocimientos de naturaleza matemática, económica, geoestadística y comienza el desarrollo de medios de cómputo más poderosos. Durante este período se desarrollan además, esquemas para la caracterización de reservorios y se perfilan incipientes estudios de la evaluación de potencial de hidrocarburos según la filosofía de análisis de cuencas. Se desarrollan conceptos para el estudio de los Sistemas Petroleros, se comienzan a realizar realizaron complejas

investigaciones geofísicas, geoquímicas, de generación, migración, conservación y acumulación de hidrocarburos regionales y la perforación paramétrica planificada.

En Cuba no se aplicaron esas teorías. Sin embargo, se incrementaron los elementos tradicionales y se realizan importantes y evidentes descubrimientos de depósitos que se desarrollaron posteriormente, aumentando así en esta ciclo el potencial de hidrocarburo.

El análisis del riesgo geológico aplicado en esta época se engloba, en lo que se llamó errores por analogía de naturaleza determinística (método volumétrico modificado, Russian Research Geological Institute for Oil (VNIGNI),1973) con la utilización de los valores medios de los parámetros geológicos y la determinación de su coeficiente de variación entre el área pronóstico y un área patrón. El grado de perspectiva estaba dado por toneladas de petróleo / Km<sup>2</sup>. La rentabilidad estaba dada por la efectividad media de los trabajos geológicos de la búsqueda y la exploración (toneladas de reservas geológicas / metraje perforado) y los criterios científicos primaron sobre los económicos.

La Etapa desde 1990 hasta la actualidad se caracteriza por ser un período donde la exploración es asumida en forma mixta, entre compañías extranjeras y la cubana CUPET (joint venture). Se descubrieron nuevos yacimientos como los de Puerto Escondido – Canasí, Yumurí – Seboruco Santa Cruz, Tarara, y otros (Figura 3).

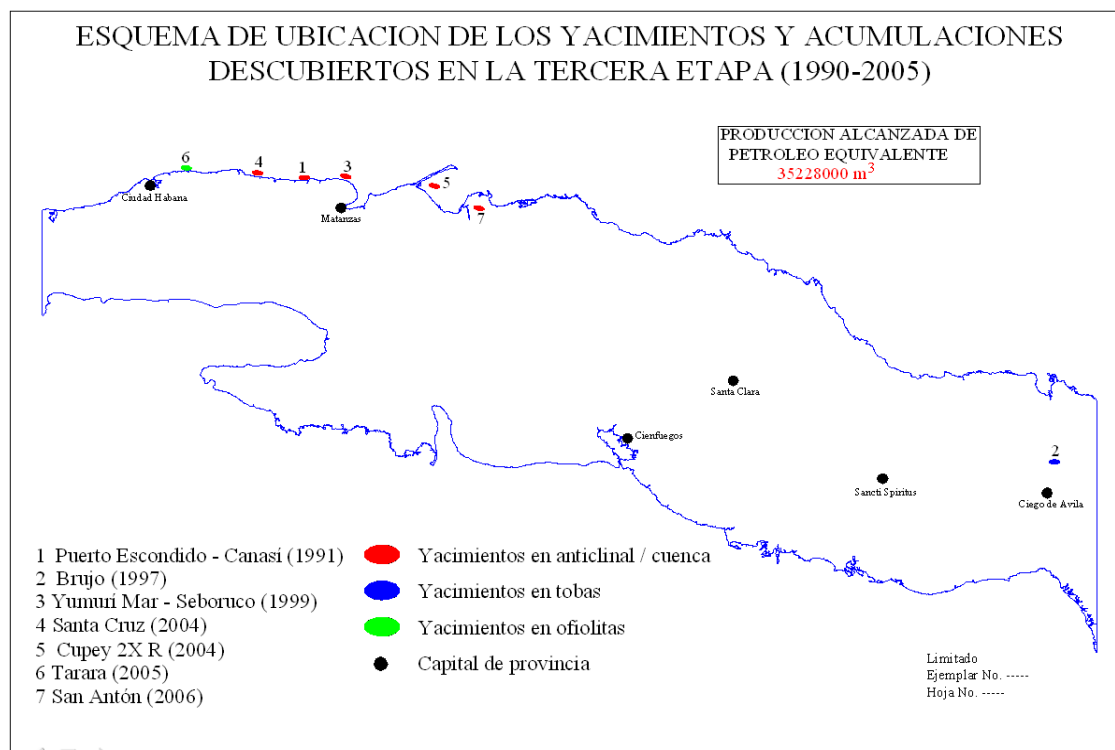


Figura 3. Esquema de ubicación de los yacimientos descubiertos en la etapa 1990 al 2005.

Aquí si se comienza a utilizar la teoría del Análisis de decisión y riesgo y la de los sistemas petroleros. Ya los especialistas comienzan a establecer una escala de incertidumbre y así establecer un cerco al subjetivismo. Se eleva el nivel de los especialistas en la materia con los cursos dados por la Simon Petroleum Technology “A Prospect Evaluation Workshop” (1994) y los cursos sobre Análisis de modelos de riesgo de la Canadian Petroleum Intitute (CIPi).

### **Problema Científico.**

Debido a la no existencia de una metodología estable, automática y objetiva para evaluar la incertidumbre de encontrar una acumulación de hidrocarburo con significación económica y a un subjetivismo en el criterio de decisión para la perforación de un prospecto, ocurre un elevado desacierto en la ubicación de un prospecto o la inexacta evaluación de su capacidad gasopetrolífera (coeficiente de acierto de la perforación), problemática de impacto económico negativo.

### **Objeto.**

Es el estudio de la metodología del análisis de riesgo en la exploración petrolera.

### **Objetivo general.**

Diseñar una metodología estable, automática y objetiva para evaluar la incertidumbre para descubrir una acumulación de hidrocarburo con interés económico y de ese modo incrementar el coeficiente de acierto de la perforación y disminuir los costos.

### **Objetivos específicos.**

- ✓ Formalizar la metodología para la evaluación probabilística de los parámetros y procesos geológicos que interviene en el riesgo de Play y Prospectos.
- ✓ Cuantificar los recursos de hidrocarburos de los Play y Prospectos con una visión económica.
- ✓ Diseñar un procesamiento automático para la evaluar los parámetros y procesos geológicos y para calcular los recursos de hidrocarburo en los play y Prospectos que mejore la toma de decisiones para la exploración petrolera.
- ✓ Validar esta metodología en un área de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.

### **Hipótesis de Trabajo.**

Si se considera la naturaleza probabilística, de la ocurrencia de los hidrocarburos en la naturaleza, podremos de esta forma, definir, formalizar y minimizar los parámetros de

incertidumbre de los elementos de control geológico de riesgo, calculando sus probabilidades de ocurrencia y podremos evaluar sus recursos por modelación estadística con menos subjetividad. Si se considera la naturaleza espacial de la ocurrencia de los hidrocarburos en la naturaleza, podremos de esta forma georreferenciarlos y ubicar los prospectos con mas precisión. Si nos valemos de estas consideraciones nos será posible tomar decisiones con más acierto y menos costos.

### **Resultados esperados.**

- ✓ Formalización de relaciones lingüísticas y probabilísticas de los parámetros geológicos de riesgo que afectan a los Sistemas petroleros, play, prospectos, leads y yacimientos.
- ✓ Creación de una herramienta automatizada de cálculo donde el especialista pueda evaluar sus objetivos basados en la metodología planteada, tanto desde un punto de vista geológico como económico.
- ✓ Diseño de mapas temáticos soportados en la tecnología de los Sistemas de Información Geográficos

## **CAPITULO I. CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y METODOLÓGICAS**

### **I.1. Naturaleza probabilística de la exploración petrolera.**

La probabilidad de descubrir un objetivo petrolero, es un valor que tiene su base en el grado de estudio, los datos históricos, extrapolación de conceptos, evaluación de los parámetros geológicos y por supuesto el aporte subjetivista del experto. Como ya sabemos, este valor no puede ser directamente medido y se conoce por lo general verdaderamente después que es perforado el objetivo.

La evaluación a posteriori de los resultados de las perforaciones, se utilizan para la calibración de los conocimientos geológicos de la región, enriqueciendo el grado de estudio y mejorando el modelo geológico. Todo esto tendrá un impacto positivo para la evaluación de los objetivos a descubrir a posteriori.

La estimación de la probabilidad de descubrir un objetivo petrolero esta basada en el principio de la valoración geocronológica del riesgo (CCOP, 2000). Este principio es aplicado por orden secuencial de los factores geológicos o sea valorando procesos y eventos geológicos relevantes en una secuencia lógica de tiempo.

El análisis de riesgo y decisión se puede decir que nació en la segunda mitad del siglo XX, después de haberse formalizado, importantes parámetros estadísticos definidos por Pearson en el siglo XIX y la introducción de los perceptibles por Galton en 1885.

El proceso geológico comienza, con la deposición de la roca que se convierte en generadora de hidrocarburos, sigue con otro proceso de compactación y formación del reservorio y los sellos, le sigue los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos y culmina con la retención de los hidrocarburos después de su acumulación.

En el ámbito de la Exploración y Producción (E&P), las estimaciones referentes al subsuelo constituyen la preocupación de los geocientíficos, por la alta ambigüedad en la veracidad de la información y por el carácter indirecto de su conocimiento (ACC, 1975; Schulcloper, 1990). Precisamente, esta forma indirecta de adquirir el conocimiento nos lleva a considerar las evidencias geológicas como fuente de probabilidad de la presencia de hidrocarburos, reservorios, trampas y otros datos técnicos.

La probabilidad de descubrir un objetivo petrolero esta definido como el producto de las probabilidades componentes de los factores geológicos, los cuales son independientes unos



de los otros. Los cuatro factores mas importantes son; roca madre (P1), reservorio (P2), trampa & sello (P3), y sincronía (P4) (Figura. 4).

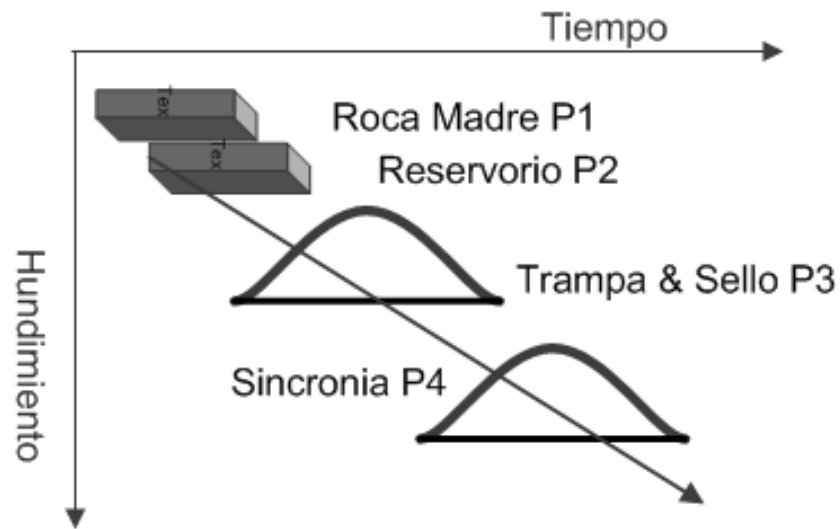


Figura 4. Principio de la valoración geocronológica del riesgo

La “probabilidad” es un valor numérico, que nos da una medida cuantitativa de la posibilidad de que algo ocurra. El "riesgo" significa, la probabilidad de que la consecuencia de un evento incierto afecte positiva o negativamente el desempeño de una actividad planeada, e "incertidumbre" se refiere al rango de posibles valores o dimensiones de ese algo, la situación en la cual no se conoce completamente la probabilidad de que ocurra un determinado evento o un desconocimiento de los parámetros que caracterizan un sistema (Bailey, W., 2001).

El rango de probabilidad varía entre los valores de 0.0 y 1.0 donde  $P = 1.0$  representa el 100% de certidumbre de que un evento ocurra y  $P = 0.0$  es la completa certidumbre que un evento no ocurra.

Consideraremos de la teoría de las probabilidades cuatro reglas fundamentales:

1. La probabilidad de que ocurra un evento es igual a 1 menos la probabilidad que el evento no ocurra (riesgo):  $P(\text{prob.}) = 1 - P(\text{riesgo})$ .
2. La probabilidad de ocurrencia de que eventos ocurran simultáneamente y sean independientes es una regla de multiplicación:  $P = P(a) \times P(b) \times P(c) \times P(d)$ .

3. La probabilidad de ocurrencia de que dos eventos mutuamente exclusivos ocurran responden a la regla de la suma:  $P(A \text{ o } B) = P(A) + P(B)$ . (Esta regla se utiliza en eventos alternativos, como son los árboles de decisión.
4. La probabilidad combinativa de reglas de exclusividad e independientes, responden a la regla de la suma:  $P = P_1 + P_2 + P_3 = 1/6 + 1/6 + 1/6 = 3/6 = 0.5$  (en el caso donde existan 6 eventos y 3 posibles salidas).

Es sumamente importante establecer un estándar, con el propósito de valorar consecuentemente el riesgo, expresado en una medida cualitativa (lingüística) a términos numéricos cuantitativos (probabilidades).

A continuación exponemos algunos ejemplos de estos estándares, los cuales nos darán elementos posteriores para la evaluación de los riesgos en términos probabilísticos o de pertenencia (Tablas I, II, III, IV, V). Para nuestro trabajo utilizaremos el estándar dado por la Tabla V.

Tabla I. Escala de probabilidad propuesta por Otis and Schneiderman, 1997

Descripción	Probabilidad Otis,1997	Probabilidad Chevron
Cierto	1.0	Favorable
Probable	0.7	Alentador
Aceptable	0.5	Neutral
No probable	0.3	Cuestionable
Inexistente	0	Desfavorable

Tabla II. Niveles de probabilidad discreta según Simon Petroleum Technology, 1994

Descripción	Probabilidad
Seguro	1.0
Excelente	0.9
Muy Bueno	0.79
Bueno	0.63
Moderado	0.5
Aceptable	0.4
Pobre	0.32
Muy pobre	0.25
Descartado	0.05

Tabla III. Escala de escala de probabilidad propuesta por Meyer and Broker, 1991

Descripción	Probabilidad %
Confirmado; definitivamente verdadero	100 – 98
Virtualmente cierto ; convincente	98 – 90
Altamente probable o posible	90 – 75
Posible; probablemente verdadero	75 – 60
Aproximadamente verdadero	60 – 40
Probablemente no es bueno	40 – 20
Posible pero con muchas dudas	20 – 2
Imposible	2 – 0

Tabla IV. Niveles de probabilidad propuesta por riesgo (Rose, 1992)

Descripción	Probabilidad %
Virtualmente cierto	100 – 80
Razonable	80 - 60
Posibilidad significativa	60 - 30
Alto riesgo geológico	30 - 10
No ocurrencia	< 10

Tabla V. Probabilidades condicionales, (Gómez, 2003)

Descripción	Probabilidad
Seguro	1.0
Excelente	< 1.0 – 0.79
Muy Bueno	< 0.79 – 0.63
Bueno	< 0.63 – 0.5
Aceptable	< 0.5 – 0.32
Pobre	< 0.32 – 0.25
Muy Pobre	< 0.25 – 0.05
Descartado	< 0.05

## I.2. Teoría de la Probabilidades. Modelación de Monte Carlo.

Los parámetros de control geológico se pueden calcular perfectamente mediante la estimación de los valores centrales y la distribución de probabilidad, que sirven de base a las simulaciones aleatorias del análisis de Monte Carlo. Primeramente formalizaremos algunos conceptos importantes (Universidad Nacional Buenos Aires, 2005; Ordóñez J., 2006).

- ✓ Simulación: es el proceso de diseñar y desarrollar un modelo computarizado de un sistema o proceso y conducir experimentos con este modelo, con el propósito de entender el comportamiento del sistema o evaluar varias estrategias con las cuales se puede operar el sistema.
- ✓ Modelo de simulación: conjunto de hipótesis acerca del funcionamiento del sistema expresado como relaciones matemáticas y/o lógicas entre los elementos del sistema.
- ✓ Proceso de simulación: ejecución del modelo a través del tiempo en un ordenador para generar muestras representativas del comportamiento.
- ✓ Método, simulación o modelación de Monte Carlo es una serie de procedimientos que analizan distribuciones de variables aleatorias utilizando para la simulación números pseudos - aleatorios.
- ✓ Número aleatorio es un resultado de una variable al azar especificada por una función de distribución. Cuando no se especifica ninguna distribución, se presupone que se utiliza la distribución uniforme continua en el intervalo (0,1).

- ✓ Números pseudos – aleatorios Son aquellos que sustituyen a los números aleatorios y se generan por algoritmos o fórmulas, en los ordenadores personales que, sin ser aleatorios, lo aparentan.

La simulación de Monte Carlo incorpora el concepto de probabilidad como factores integrales dentro de los cálculos. Se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta; Si algún evento ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posibles?, y ¿Cuál es el rango de reservas recuperables con valor económico de hidrocarburos de este prospecto?

Existen diversas formas de distribuciones de probabilidad (Figura 5), pero las más conocidas, generales y fáciles de operar, son las curvas de distribución normal o de campana de Gauss y la triangular.

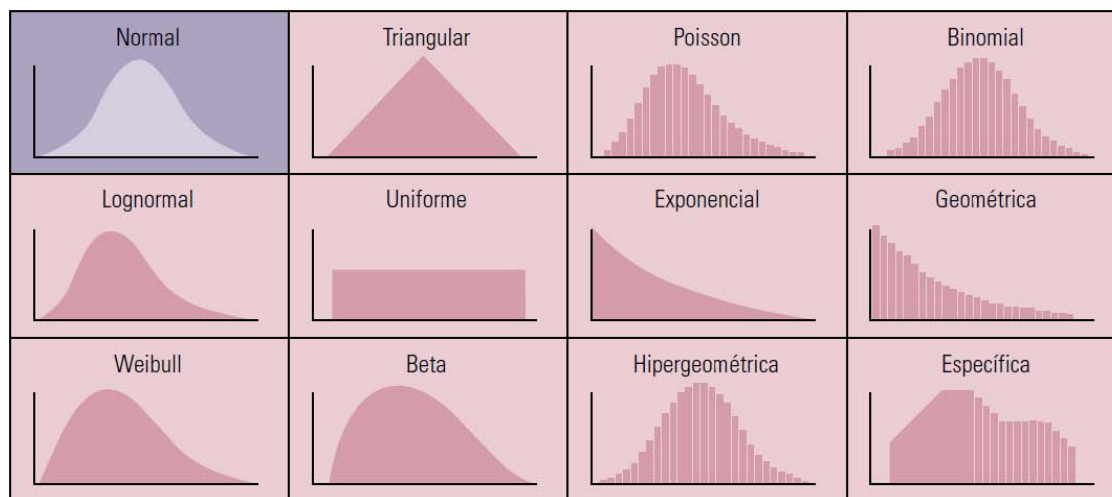


Figura 5. Diversas formas de curvas de distribución

La curva normal (reconocida por primera vez en el siglo XVII, por el matemático inglés de Moivre) tiene la forma de una campana y es simétrica respecto a su tendencia central o sea su media, moda y mediana coinciden en su centro. La distribución normal se utiliza para describir muchos fenómenos naturales. La distribución triangular que describe una situación en la cual se conocen el mínimo, el máximo y los valores de mayor probabilidad de ocurrencia. En una distribución uniforme, la forma rectangular indica que todos los valores comprendidos entre el mínimo y el máximo tienen la misma probabilidad de ocurrencia. La habilidad del analista, reside en decidir cuál de las curvas es la que mejor describe cada atributo que está examinando en función de los datos que posee.

Para la valoración de los recursos (reservas de hidrocarburo), es posible preparar estimaciones de estos, utilizando métodos deterministas o probabilísticos. Una estimación

determinista es un escenario discreto dentro de un rango de resultados, donde se selecciona un valor o una serie de valores para cada parámetro. En el método probabilístico (Figura 6), el evaluador define una distribución que representa el rango completo de los valores posibles para cada parámetro de entrada. Estas distribuciones se pueden muestrear aleatoriamente (típicamente utilizando la simulación Monte Carlo).

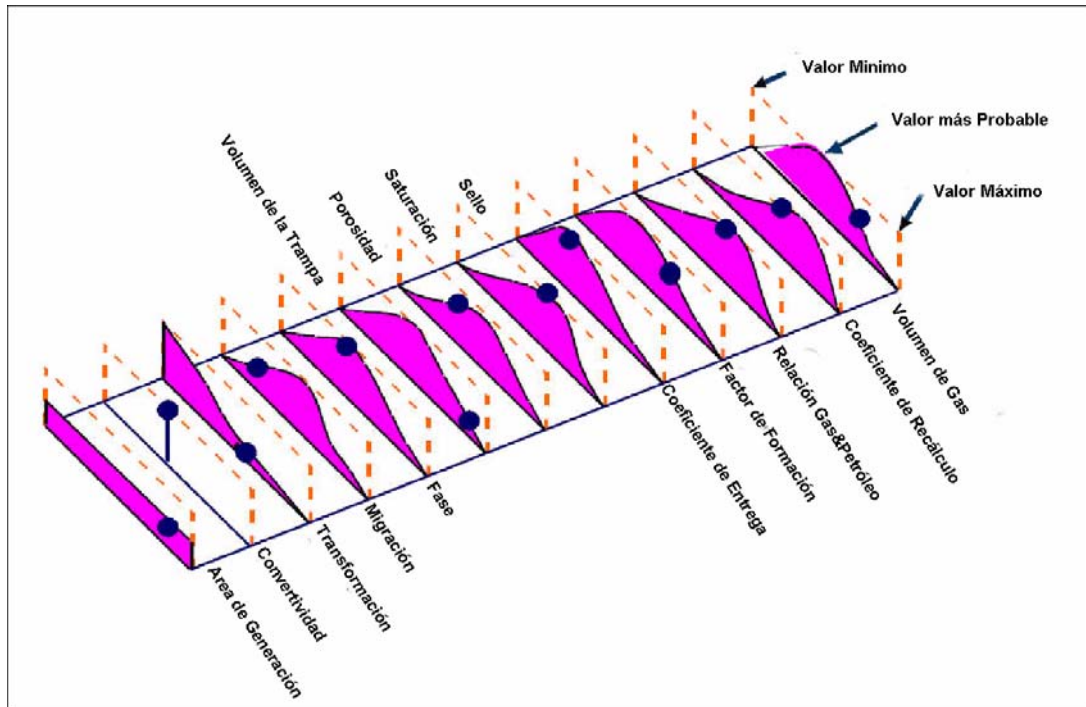


Figura. 6. Ejemplo del cálculo por el método Monte Carlo en n-interacciones

### I.3. Naturaleza difusa de la exploración petrolera

La evaluación de la existencia de hidrocarburos en los Play y Prospectos siempre está sujeta a un conocimiento deficiente de los procesos geológicos para la acumulación de hidrocarburos, sobre todo, en las regiones de frontera o marginales, debido a la naturaleza de la información con frecuencia fragmentada, imprecisa y vaga de los parámetros geológicos que son difíciles o imposibles de procesar con los métodos tradicionales o estadísticos.

La teoría difusa o fuzzy set (Zadeh, 1965), proviene del estudio matemático de fenómenos de naturaleza vaga e imprecisa, donde el razonamiento se desarrolla, dentro de una colección de premisas, a partir de determinados preceptos que llevan a una conclusión.

La característica de un objeto es definida de acuerdo a un grado de membresía en función de variables lingüísticas. Estas son aquellas que se expresan con palabras y no con

números, como por ejemplo, definir el contenido en carbono orgánico (TOC) de una roca madre como; muy rica, media o pobre. La característica principal de este método radica, en que a diferencia de los métodos tradicionales, no obtendremos un valor específico del riesgo o nivel de favorabilidad sino que nuestra expresión difusa se expresará en una función o curva de tendencia y la respuesta estará en dependencia de la forma de esa curva. Por ejemplo una categoría de reservas de hidrocarburo extraíbles tiene una probabilidad de ser alta ( $> 7.0$  millones de metros cúbicos  $Mm^3$ ), media ( $2.0 - 7.0 Mm^3$ ) o baja ( $< 2.0 Mm^3$ ), (López, 2001) y su grado de membresía de cada elemento está definida entre 0 y 1. Si estos datos lo evaluamos en la Figura 6, podemos decir, que una reserva con volumen de  $4.5 Mm^3$  es 0.05/alto, 1.0/ medio y 0.05/bajo. Por eso podemos tratar este atributo dentro de una situación ambigua entre las fronteras que lo definen, o sea, trabajamos con distintos grados de incertidumbre (Figura 7).

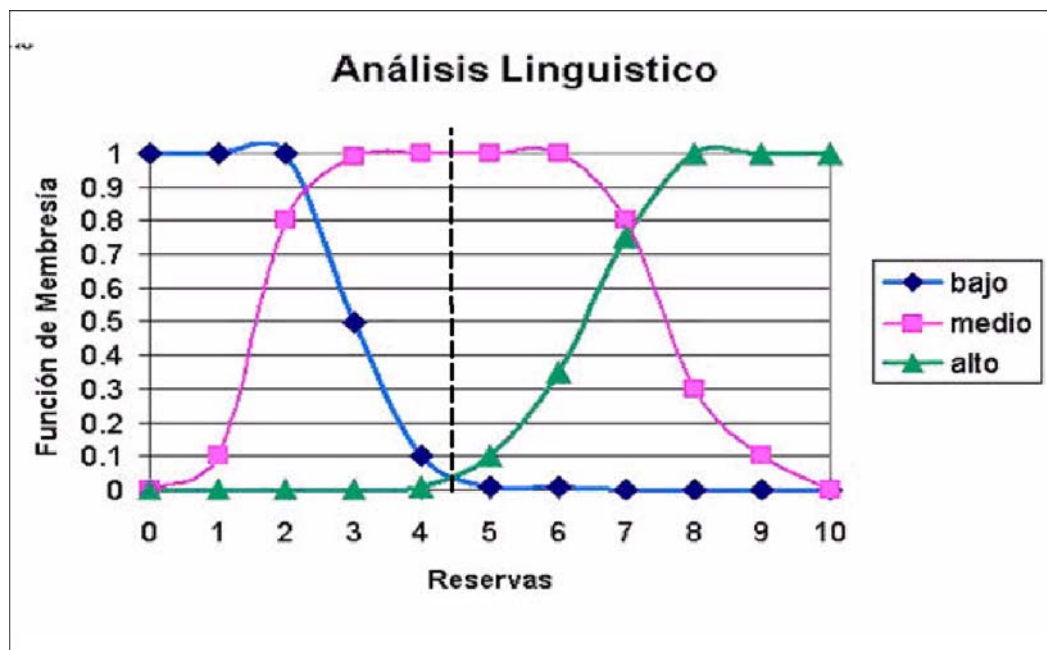


Figura 7. Variable lingüística para el atributo de reservas petroleras (Gómez, 2003).

#### I.4. Ingeniería del conocimiento en la exploración petrolera

Los sistemas de ingeniería del conocimiento o expertos constituyen una de las áreas científicas más activas hoy en día dentro del campo de la inteligencia artificial y de la cual nos auxiliaremos para resolver algunos de nuestros problemas. Cuando hablemos de sistemas expertos, en realidad nos estaremos refiriendo específicamente a los sistemas basados en el conocimiento (Valdés, 1993). Los primeros sistemas expertos exitosos fueron

desarrollados desde finales de la década del 60 y exponentes de ello es el sistema PROSPECTOR para la búsqueda de yacimientos minerales de importancia económica.

La ingeniería del conocimiento nace como la acción de abordar la implementación práctica de sistemas expertos basados en el saber, utilizando "herramientas" preconstruidas, disponibles en un taller de técnicas de inteligencia artificial previamente programadas. Un sistema inteligente debe ser heurístico, en el sentido en que debe ser capaz de razonar con conocimiento empírico y/o con conocimiento formal proveniente de teorías o modelos establecidos (Figura 8).

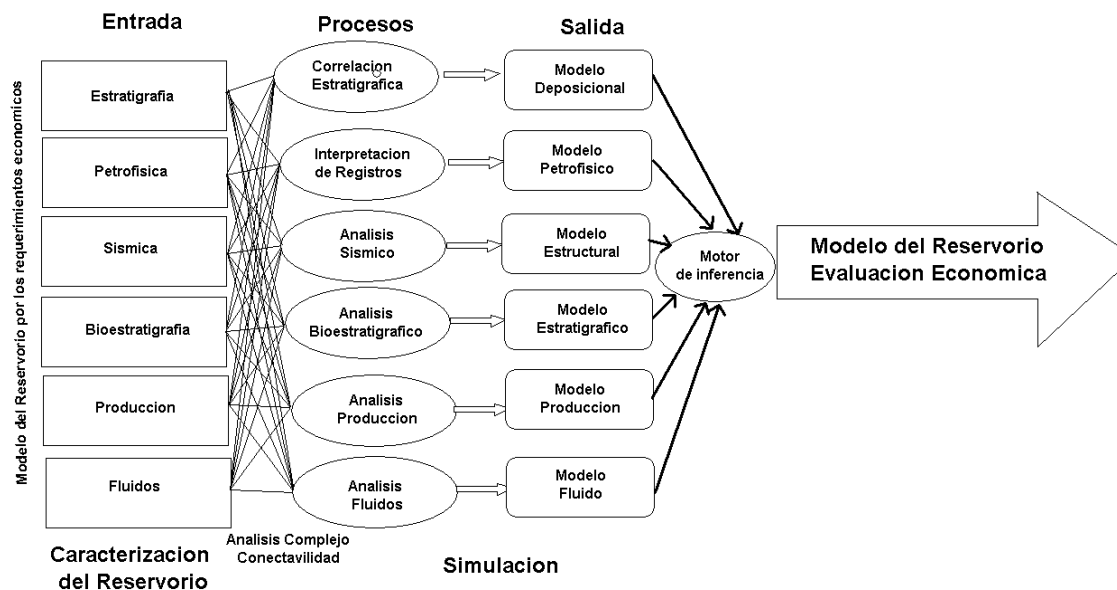


Figura 8. Procesos de modelación del conocimiento (Singh, 2009)

Uno de los más importantes aspectos de la problemática sobre el razonamiento de la incertidumbre es el procesamiento de esa incertidumbre. Existen múltiples métodos, pero nos limitaremos a la función de combinación GLOB, que es capaz de procesar el efecto global de varias incertidumbres. Consiste en procesar diferentes atributos que aportan criterios y que es necesario sopesar todos los aportes, a fin de conformar una única opinión. Ahora, esta lógica tiene como característica, de que si los criterios aportan decisiones de peso, el resultado debe seguir siendo de peso o viceversa. Utilizaremos la lógica para la toma de decisiones, que expresa el lenguaje de: **"Sí, mucha gente habla a favor de esto, pero nadie me aporta una opinión de peso, no me van a convencer"**. Este comportamiento corresponde a una función de tipo GLOB no-arquimedea (Valdés, 1993). La construcción de las funciones GLOB no-arquimedeanas permite una definición precisa de

que por muchos que sean o se acumulen esos pesos "pequeños", jamás podrán llegar a convertirse en pesos grandes y se definen mediante el algoritmo  $\ln \left[ \frac{(1+x)}{(1-x)} \right]^2$ .



## CAPITULO II. VALORACIÓN GEOLOGICA DEL RIESGO.

### II.1. Cuencas Sedimentarias

Según Magoon, (1994), el estudio de las cuencas sedimentarias se dividen en cuatro niveles: 1) cuencas sedimentarias, 2) sistemas petroleros, 3) Plays, 4) Prospectos.

La exploración comienza en un área geográfica extensa, con el estudio de la cuenca sedimentaria, sus complejidades estructurales a nivel regional. Se realizan estudios geofísicos territoriales y el nivel de detalle aumenta, a medida que se reduce el área de interés, hasta que al final, del proceso exploratorio se estudia con máximo detalle, un prospecto, en un área muy reducida para perforar un pozo (Figura 9). La primera etapa o análisis de **cuenca sedimentaria** tiene por objeto estudiar las rocas sedimentarias. La segunda etapa del proceso exploratorio es el análisis del **Sistema Petrolero** en el cual se estudian las acumulaciones de petróleo comerciales y no comerciales descubiertas y los elementos y procesos que las originaron, e interesa conocer estos mecanismos en el tiempo en que se formaron las acumulaciones de petróleo.



Figura 9. Niveles de investigación petrolera, Magoon (1994)

En la Tabla VI se delimitan los distintos factores entre los cuatro niveles de investigación, combinando los puntos de vista de la exploración, la investigación geológica y la economía.

No debemos de olvidar en este esquema el axioma de que la geología es una ciencia..., pero la exploración petrolera es un negocio”.

## II.2. Sistema Petrolero

El concepto de Sistema Petrolero fue desarrollado primeramente en 1970 y define un concepto general que abarca los elementos y procesos geológicos interdependientes que son esenciales para que un depósito de hidrocarburo exista. (Magoon, 1994).

Tabla VI. Factor de comparación para los cuatro niveles de investigación. Magoon, 1994

<b>Nivel</b> <b>Factor</b>	<b>Cuenca sedimentaria</b>	<b>Sistema Petrolero</b>	<b>Play</b>	<b>Prospecto</b>
<b>Objeto de Investigación</b>	Rocas sedimentarias	Hidrocarburo	Trampas	Trampas
<b>Análisis económico</b>	Ninguno	Ninguno	Esencial	Esencial
<b>Tiempo Geológico</b>	Tiempo de deposición	Momento critico	Actual	Actual
<b>Existencia</b>	Absoluta	Absoluta	Condicional	Condicional
<b>Costo</b>	Muy bajo	Bajo	Alto	Muy alto
<b>Análisis y modelaje</b>	Cuenca	Sistema	Play	Prospecto

El termino sistema se refiere a los elementos y procesos que forman la unidad funcional que favorece la acumulación de hidrocarburos. Las siguientes definiciones de términos relacionados con el concepto de sistema petrolífero han sido tomadas de Magoon y Dow (1994). Los elementos que forman un Sistema Petrolero se detallan en la Figura 10.

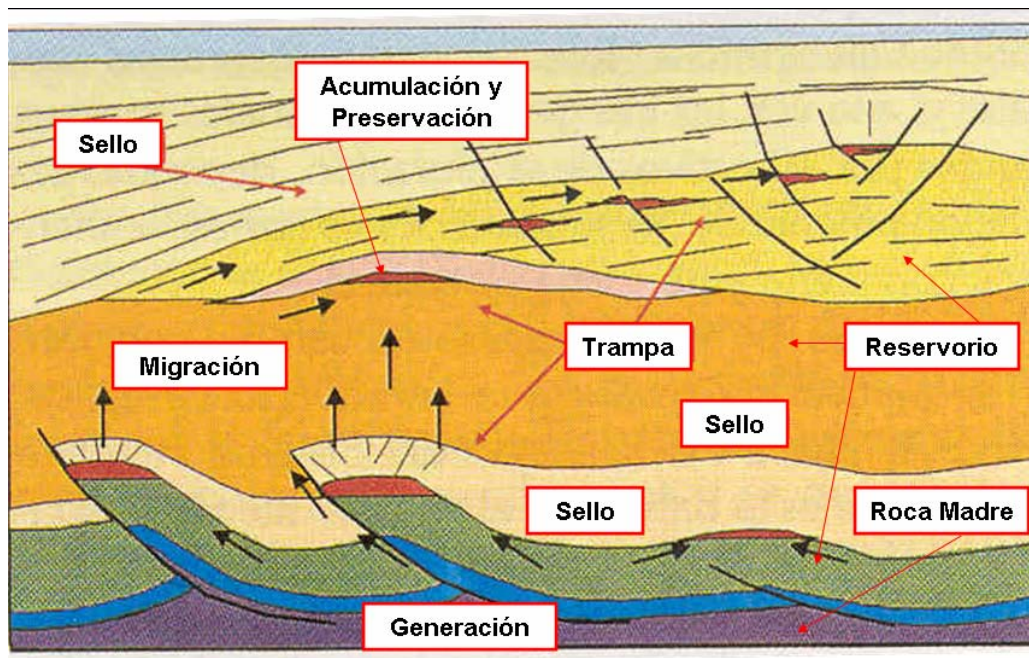


Figura 10. Elementos de un Sistema Petrolero (López, 2005)

- ✓ Roca Madre: aquella que está generando o ha generado y expulsado petróleo. La roca madre necesita haber estado sometida a un enterramiento y calentamiento durante un tiempo geológico para alcanzar una madurez termal que genere hidrocarburos.
- ✓ Roca reservorio: aquella que almacena el petróleo en poros o grietas.
- ✓ Roca sello: son sitios con geometría positiva que impide que el petróleo se escape.
- ✓ Roca de sobrecarga litostática: aquella que cubre a la roca madre y causa su enterramiento a una profundidad tal que se den las condiciones de temperatura necesarias para que se genere petróleo a partir de la materia orgánica contenida en la roca madre.
- ✓ Los Procesos de un sistema petrolífero son:
- ✓ Formación de las trampas: incluye todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que el petróleo quede acumulado y atrapado en ellas. Estos procesos son deformación de las rocas en el caso de trampas estructurales y procesos sedimentarios y diagenéticos en el caso de trampas estratigráficas.
- ✓ Maduración y generación de hidrocarburos: Proceso mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca madre es convertida en hidrocarburos por la acción del aumento de temperatura y del tiempo.
- ✓ Migración de los hidrocarburos: Procesos de movimiento o flujo de los hidrocarburos desde la roca madre donde son originados hasta la trampa donde son acumulados.
- ✓ Acumulación de hidrocarburos o entrampamiento.

Estos elementos y procesos esenciales deben ser puestos correctamente en el tiempo y en el espacio y se representa en una tabla de eventos del Sistema Petrolero (Figura 11).

### **Nivel de certeza.**

Un sistema petrolífero puede ser identificado con tres niveles de certeza, según su relación genética entre la roca madre de petróleo y el hidrocarburo, es decir, la certidumbre que se tiene de que un volumen en particular de roca madre madura ha generado los hidrocarburos en una acumulación.

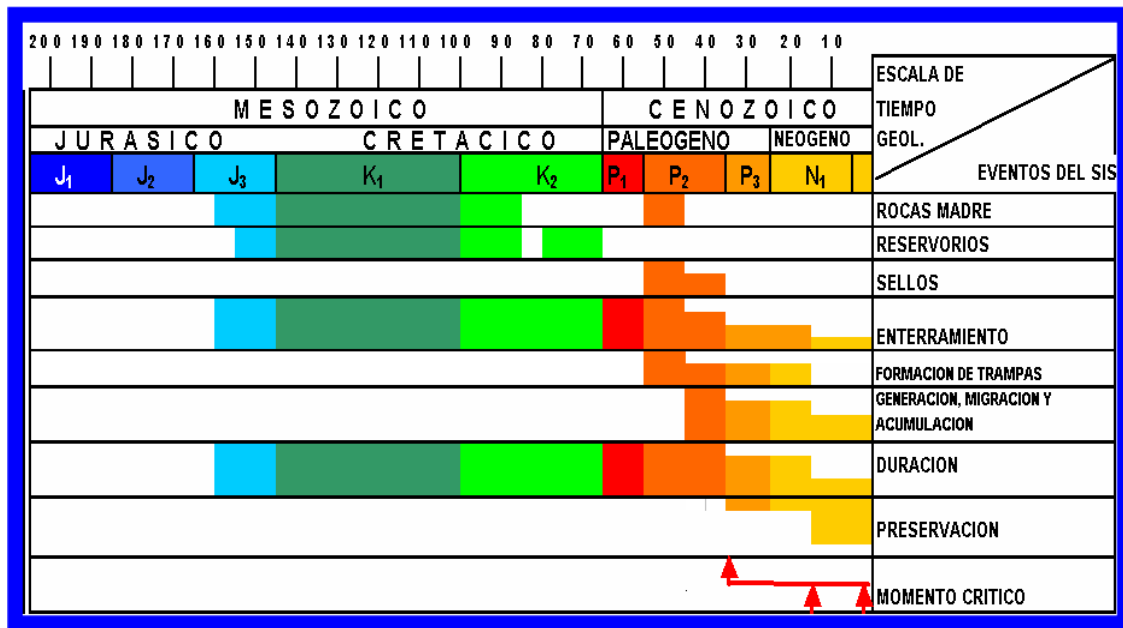


Figura 11. Tabla de eventos para un Sistema Petrolero (Álvarez, 2005)

Se identifica por las nomenclaturas de: (!) **Conocido**, (.) **Hipotético** y (?) **Especulativo** en la Tabla VII y la Figura 12.

Tabla VII. Niveles certeza del Sistema Petrolero, (Magoom, 1994)

Niveles de Sistema Petrolero	DESCRIPCION
<b>Conocido (!)</b>	Existe una buena correlación geoquímica entre la roca madre y las acumulaciones de petróleo
<b>Hipotético (.)</b>	La información geoquímica demuestra la existencia de una roca madre, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes.
<b>Especulativo (?)</b>	La existencia de roca madre y acumulaciones de petróleo es postulada completamente sobre la base de evidencia geológica o geofísica.

El nombre del sistema petrolífero incluye el nombre de la unidad de la roca madre, seguida por el nombre de la unidad principal del reservorio y luego el símbolo expresando el nivel de certeza. Por ejemplo, El sistema **Grupo Veloz/ Grupo Veloz (!)** es un sistema **conocido** que consiste en el **Grupo Veloz como la roca madre** y el **Grupo Veloz como reservorio**.

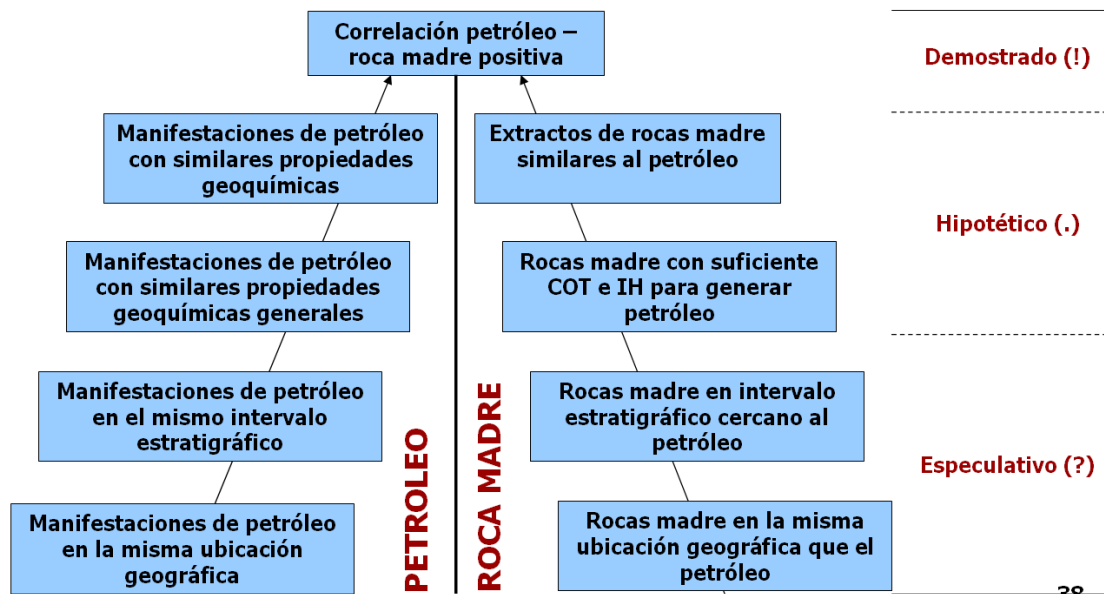


Figura 12. Niveles de certeza de los sistemas petroleros (López, 2005)

En la Figura 13 se expone un esquema simplificado de un Sistema Petrolero, donde se ejemplifican los principales objetos que lo integran y que ayudara a explicar la metodología de evaluación (Kjemperud A., 2007).

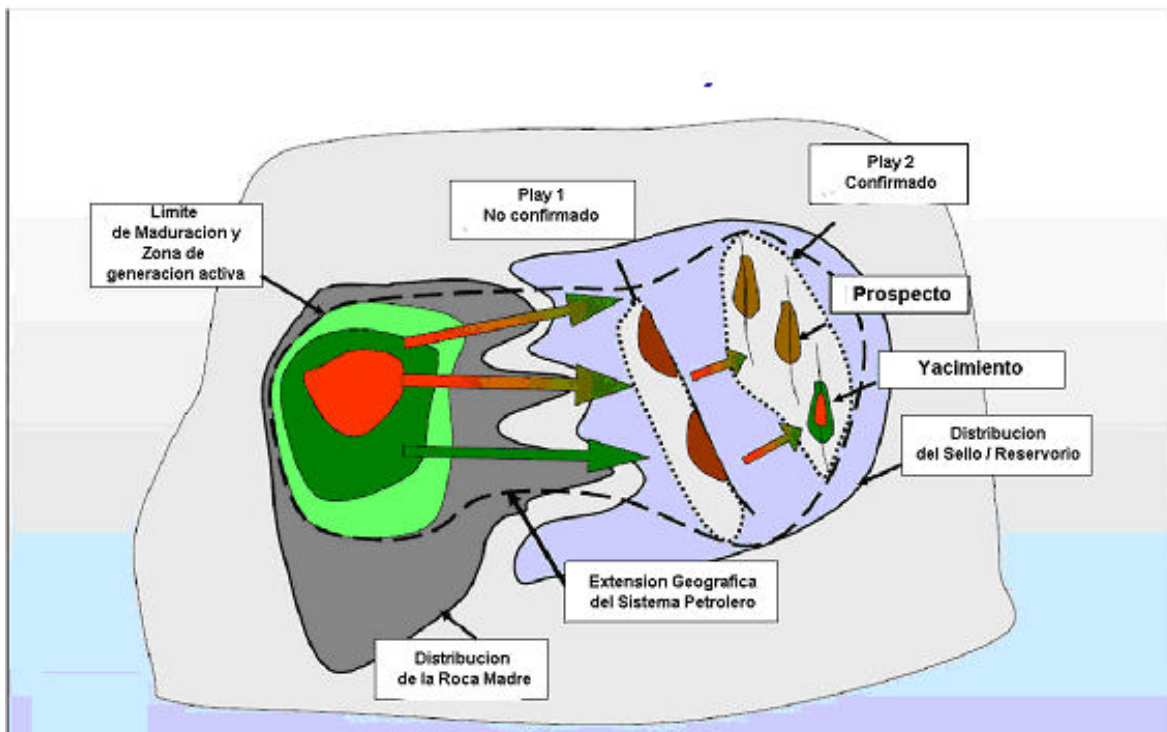


Figura 13. Esquema de un Sistema Petrolero. (Magoon, 1994)

Desarrollamos una valoración del riesgo para los sistemas petroleros, en función del grado de conocimiento o estudio geológico y su nivel de certeza (Tabla VIII).

Tabla VIII. Estimación del riesgo del Sistema Petrolero en función del nivel de conocimiento y certeza, (CCOP, 2000)

Nivel de conocimiento	Descripción del Sistema Petrolero (SP)	Probabilidad	Niveles de Sistema Petrolero
<b>MUY ALTO</b>	El SP esta muy bien explorado, tiene multitud descubrimientos en todos los Plays. La mayoría de los Play se consideran maduros (bien estudiados y en explotación) y los restantes están en proceso. Una gran proporción de la cuenca esta cubierta por la sísmica 3D. La razón de éxito tiene una tendencia a decrecer.	1.0 – 0.79	<b>Conocido (!)</b>
<b>ALTO</b>	El SP esta muy bien explorado, con algunos descubrimientos. La mayoría de los Play están confirmados, pero algunos todavía están sin confirmar. Algunos levantamientos sísmicos 3D se encuentran en zonas fuera de los descubrimientos y la red sísmica 2D se puede considerar densa. La razón de éxito tiene una tendencia al crecimiento.	< 0.79 – 0.63	
<b>MODERADO</b>	El SP esta explorado moderadamente. Al menos un Play esta confirmado., pero la mayoría esta sin confirmar. Solamente algunos datos sísmicos 2D existen fuera de los descubrimientos.	< 0.63 – 0.32	<b>Hipotético (!)</b>
<b>BAJO</b>	El SP tiene poca exploración. No existen Play confirmados. Solamente existen algunas líneas sísmicas regionales, y una pobre sísmica 2D.	< 0.32 – 0.25	<b>Especulativo (?)</b>
<b>MUY BAJO</b>	El SP no tiene exploración ninguna o muy poca exploración. No existen o son escasas las líneas regionales.	< 0.25 – 0.05	

### Características y Límites del Sistema Petrolero.

La extensión geográfica, estratigráfica y temporal del Sistema Petrolero, están limitados en tiempo y espacio. Cada sistema puede ser descrito en términos de sus elementos y procesos temporales y espaciales propios.

- ✓ El Sistema Petrolero tiene tres aspectos temporales (Figura 14).
- ✓ Edad: Que es el tiempo requerido para que ocurran los procesos de generación – migración y acumulación de los hidrocarburos



- ✓ Momento crítico: Es el momento que mejor expresa la generación, migración - acumulación de los hidrocarburos en el Sistema Petrolero.
- ✓ Tiempo de preservación: Comienza inmediatamente después de que el proceso de generación, migración - acumulación de los hidrocarburos haya ocurrido y se extiende hasta nuestros días.
- ✓ Aspectos espaciales..
- ✓ Extensión geográfica: Se define por una línea que circunscribe la concentración de la roca madre activa y todas las manifestaciones y acumulaciones de petróleo y gas originadas desde el área de concentración mencionada.
- ✓ Extensión estratigráfica): Es el conjunto de unidades litológicas que incluyen los elementos esenciales dentro de la extensión geográfica de un Sistema Petrolero.

### II.3. Play

El Play es uno o mas Prospectos relacionados y un prospecto es una trampa potencial que debe ser evaluada para ver si contiene cantidades comerciales de hidrocarburo.

El Play y el prospecto son conceptos usados en la exploración para representar un modelo geológico que justifique la perforación de un pozo en busca de yacimientos no descubiertos de petróleo (Magoon, 1995).

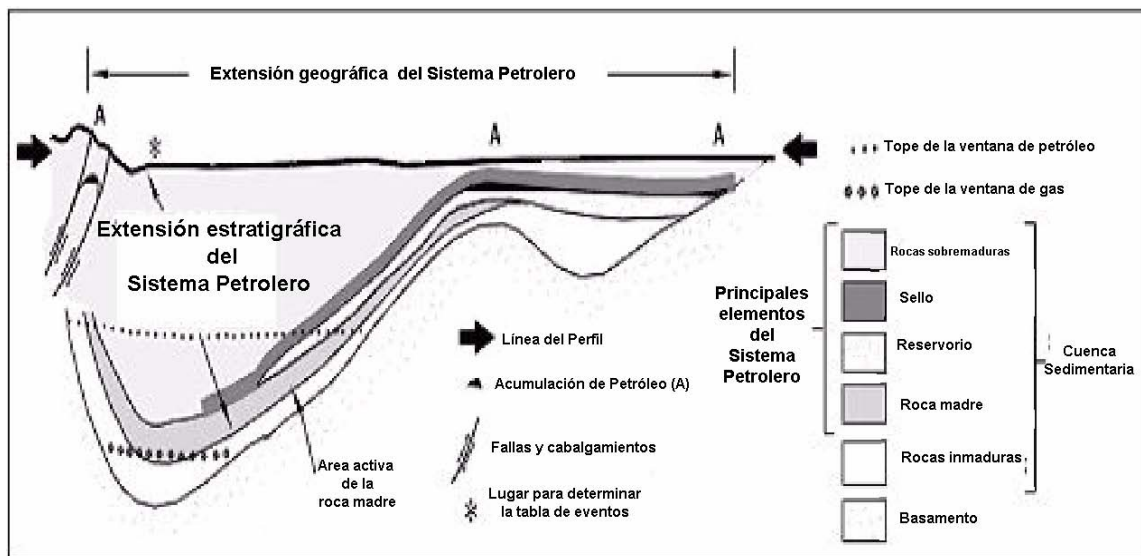


Figura 14. Aspecto estratigráfico del Sistema Petrolero. (Magoon , 1995)

La estimación de los recursos y las valoraciones de riesgo, son procesos interrelacionados. Si el riesgo indica una probabilidad muy alta para el modelo geológico del play

pronosticado, el modelo debe ser revaluado así como sus parámetros de control geológico de entrada.

En el proceso de valoración de riesgo es muy útil determinar una serie de descripciones cualitativas generales o conceptos lingüísticos, propios del lenguaje difuso para determinar el Grado de Membresía o probabilidad de ocurrencia (GDM), haciendo una distinción entre los modelos. Éstos son propuestos en la Tabla IX y se especifica el grado de certeza al modelo con sus factores geológicos e información (CCOP, 2000).

Tabla IX. Estimación del riesgo para los modelos geológicos de los Play, (CCOP, 2000)

Prob.	Descripción cualitativa	Modelos teóricos o por analogía	Modelos geológicos probados	Categoría de los Datos
1.0 - 0.9	Absolutamente cierto. La calidad de la información es excelente	Solamente es posible su aplicación en un área específica. No se admiten errores	Factores geológicos idénticos en áreas, yacimientos y Prospectos que lo contiene y vecindad. Es completamente verificable y no admite ambigüedad en los datos de control de pozo y sísmica.	Datos directos próximos del área
0.8 - 0.7	Es muy probable y cierto. La calidad de la información es buena	Es verificable y aplicable al área. Posee muy pocas ambigüedades o errores. Es verificable y aplicable al área. Posee ambigüedades o errores.	Factores geológicos similares en áreas, yacimientos y Prospectos que lo contiene y vecindad. Por lo general los datos de control de pozo y sísmica son convincentes.	
0.6 - 0.4	Es probable. La calidad de la información es aceptable	Es aplicable al área. Posee ambigüedades o errores. Es aplicable al área. Posee muchas ambigüedades o errores.	Factores geológicos cumplen una tendencia en áreas, yacimientos y Prospectos que lo contiene y vecindad. Por lo general los datos de control de pozo y sísmica aceptables	Datos directos alejados del área
0.4 - 0.3	Es posible. La calidad de la información buena a pobre	Posee muchas ambigüedades o errores podría ser aplicado al área. Es cuestionable. Es ambiguo. No es recomendable su aplicación al área.	Factores geológicos cumplen cierta tendencia en áreas, yacimientos y Prospectos que lo contiene y vecindad. Conceptos validos pero no convincentes. Los datos de control de pozo y sísmica pueden ser erróneos.	Datos indirectos por sísmica o simulación
0.2 - 0.1	Es casi imposible. La calidad de la información es pobre o no existe	Es muy cuestionable, ambiguo. No es recomendable su aplicación al área. No existe o no tiene sentido su aplicación al área..	Factores geológicos no conocidos ni se conoce una tendencia en su vecindad. Conceptos no convincentes. Los datos de control de pozo y sísmica no son consecuentes.	



Para determinar los **modelos geológicos teóricos o por analogía** se utilizan datos indirectos, por referencia o modelaciones. Su existencia y uso se justifica cuando estamos en áreas donde tenemos poca o ninguna información (áreas de frontera) y es necesario extrapolar modelos de otras cuencas o regiones con presupuestos geológicos a nuestro entender similares. Estos modelos pueden ser respaldados hasta cierto punto pero no tienen una confirmación de los datos. La incertidumbre para muchos de los factores geológicos en nuestro modelo es probablemente grande. Si los datos indirectos no soportan el modelo, nuestro modelo debe ser cuestionable y contener concepciones de favorabilidad o no favorabilidad. Por eso es un importante aspecto de la valoración geológica del play en función de niveles de conocimiento del riesgo o probabilidad de ocurrencia en niveles cualitativos (Tabla X).

Tabla X. Modelo de evaluación de niveles de estimación del riesgo según un análisis cualitativo del play. (CCOP, 2000)

<b>NIVELES DE PLAY</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>1 – 0.7</b>	El análisis se realiza en un Play bien estudiado. Está definido el modelo estructural de las rocas madres y los reservorios. Existe un modelo cuantitativo de la cuenca (3D o 2D o información de pozos), bases de maduración y rutas de emigración de hidrocarburo. El área del Play es conocida con un alto grado de confianza. La estimación del tamaño medio de los Prospectos y el total de Prospectos en el Play se basan en datos reales.
<b>&lt; 0.7 - 0.4</b>	El análisis se realiza en un Play con un estudio aceptable. Existen mapas estructurales simplificados de las rocas madres y los reservorios. Existe un modelo cualitativo o ideas sobre las bases de maduración y rutas de emigración de hidrocarburo. La estimación del tamaño medio de los Prospectos y el total de Prospectos en el Play se basan en datos estimados o por semejanza.
<b>&lt; 0.4 - 0.1</b>	El análisis se realiza en un Play con un pobre o nulo estudio. Los mapas estructurales no existen o son esquemáticos. La distribución de la roca madre y el reservorio son estimados por algunas líneas sísmicas y pozos aislados. La maduración y las rutas de migración son estimadas. La estimación del tamaño medio de los Prospectos y el total de Prospectos en el Play se basan en datos por analogía.

#### **Parámetros de Control Geológico del Play.**

Como parámetros de control geológico del play consideraremos:

- ✓ Roca madre (calidad, volumen, riqueza, generación, maduración, migración primaria o expulsión).
- ✓ Reservorio (efectividad del reservorio, calidad).
- ✓ Trampa y Sello (efectividad del sello y de la trampa).

- ✓ Timing (migración, sincronía y preservación).

**Roca madre.**

Existen tres categorías muy importantes que identifican a las rocas madres según su contenido orgánico (Ulmishek,1986):

- ✓ Materia orgánica húmica: Compuesta de materia principalmente de origen terrestre. Aquí se incluye los carbones. El gas seco es otro producto importante.
- ✓ Materia orgánica sapropélica dispersa: Que es materia orgánica de origen marino y lacustre. El contenido de la materia orgánica rara vez alcanza valores altos. Puede aparecer mezclado con materia húmica.
- ✓ Materia orgánica sapropélica concentrada: que se encuentra en rocas de origen marino y lacustre. Están dispuestas en formaciones estratificadas finas con un alto contenido de material biogénico.

Es necesario un modelo de ambiente deposicional del área, para así poder pronosticar su extensión lateral, cambios de facies posibles y la presencia del volumen suficiente de roca madre, confeccionando mapas de grado de madurez y áreas potenciales de drenaje de migración. La utilización de programas de simulación de la madurez de las rocas son de gran utilidad.

Aquí calcularemos el factor de probabilidad por tres parámetros:

- ✓ Lo probabilidad de una adecuada calidad y efectividad entre la roca madre y la generación de hidrocarburos.
- ✓ La probabilidad de la presencia de la roca madre dentro del área de drenaje del Play.
- ✓ La probabilidad de la presencia de suficiente volumen de roca madre dentro del área de drenaje.

En la Tabla XI y XII se expone una relación entre la calidad de la evaluación de la roca madre, la maduración y su volumen. La mayoría de estos parámetros puede ser modelada en el laboratorio, con su lógico componente de incertidumbre. Se utiliza información de pozos y otros datos geológicos considerando la distancia a que se encuentra de la roca madre. Cuando calculamos la probabilidad de volumen de roca madre dentro del área de drenaje también debemos valorar la incertidumbre o errores de los mapas utilizados. En las regiones de frontera como es lógico esta incertidumbre es mayor. Para el cálculo debemos

de definir primero el área de drenaje y las vías de migración que cargan los prospectos. Estimamos el área de la cocina y calculamos el volumen de hidrocarburo generado por la cocina con sus pérdidas por migración.

Según la información reportada (López, 2007), podemos considerar como valores significativos de volumen de generación de roca madre:

- ✓ Volumen suficiente de roca madre  $> 100000 \text{ Mm}^3$
- ✓ Volumen mínimo  $> 1000 - 100000 \text{ Mm}^3$
- ✓ Volumen insuficiente  $< 1000 \text{ Mm}^3$

Tabla XI. Probabilidad de la efectividad de la roca madre con respecto a su volumen, (CCOP, 2000)

<b>Evaluación</b>	<b>Rango de volumen</b>	<b>Ambiente marino restringido, o lacustre con materia orgánica sapropélica</b>	<b>Ambiente mixto marino o lacustre con materia orgánica sapropélica dispersa</b>	<b>Ambiente deltaico con materia orgánica húmica</b>
Buena evaluación de la roca madre	Suficiente volumen	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.8 - 1.0
	Volumen mínimo	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.4 - 0.7
Evaluación dudosa de la roca madre	Suficiente volumen	0.7 - 0.9	0.6 - 0.8	0.6 - 0.8
	Volumen mínimo	0.4 - 0.6	0.3 - 0.6	0.3 - 0.6
Evaluación hipotética de la roca madre	Suficiente volumen	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.4 - 0.7
	Volumen mínimo	0.3 - 0.7	0.3 - 0.6	0.3 - 0.6
Sin criterio	Suficiente volumen	0.4 - 0.7	0.3 - 0.7	0.3 - 0.7
	Volumen mínimo	0.2 - 0.6	0.2 - 0.5	0.2 - 0.5

Tabla XII. Probabilidad de la efectividad de la roca madre con respecto a su calidad, (CCOP, 2000)

Evaluación	Ambiente marino restringido, o lacustre con materia orgánica sapropélica	Ambiente mixto marino o lacustre con materia orgánica sapropélica dispersa	Ambiente deltaico con materia orgánica húmica
Buena evaluación de la roca madre	0.3 - 0.6	0.2 - 0.5	0.2 - 0.5
Evaluación dudosa de la roca madre	0.2 - 0.5	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4
Evaluación hipotética de la roca madre	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4
Sin criterio	0.1 - 0.4	0.1 - 0.3	0.1 - 0.3

Para evaluar la riqueza de la roca madre, se utiliza el parámetro de Carbono Orgánico Total (TOC) que se define como a la cantidad de carbono orgánico en una roca e incluye tanto la cantidad de kerógeno como su bitumen. Este puede ser determinado por diferentes vías y su evaluación debe ser cuidadosa ya que ofrece ventajas y desventajas por no estar muy clara su propiedad de indicador del potencial de petróleo. Por ejemplo, el grafito es esencialmente carbono 100 %, pero no generará petróleo. Algunos sedimentos arcillosos marinos terciarios contienen hasta 5 % TOC pero generan poco petróleo porque el carbono es inerte (Magoon, 1994). En la Tabla XIII se expresan las diferentes probabilidades en función del % de contenido.

Tabla XIII. Probabilidad por contenido de TOC, (Magoon, 1994)

Nomenclatura	TOC %	Probabilidad
Excelente	> 4	< 1.0 – 0.79
Muy Bueno	2 - 4	< 0.79 – 0.63
Bueno	2 – 1.5	< 0.63 – 0.5
Aceptable	1.5 - 0.5	< 0.5 – 0.32
Pobre	0.5 - 0.1	< 0.32 – 0.25
Muy pobre	<0.1	< 0.25 – 0.05

Según nuestra tabla de probabilidad por contenido de TOC vemos que a nivel mundial mas del 80% de las concentraciones se encuentran en un rango de pobre a aceptable (Figura 15).

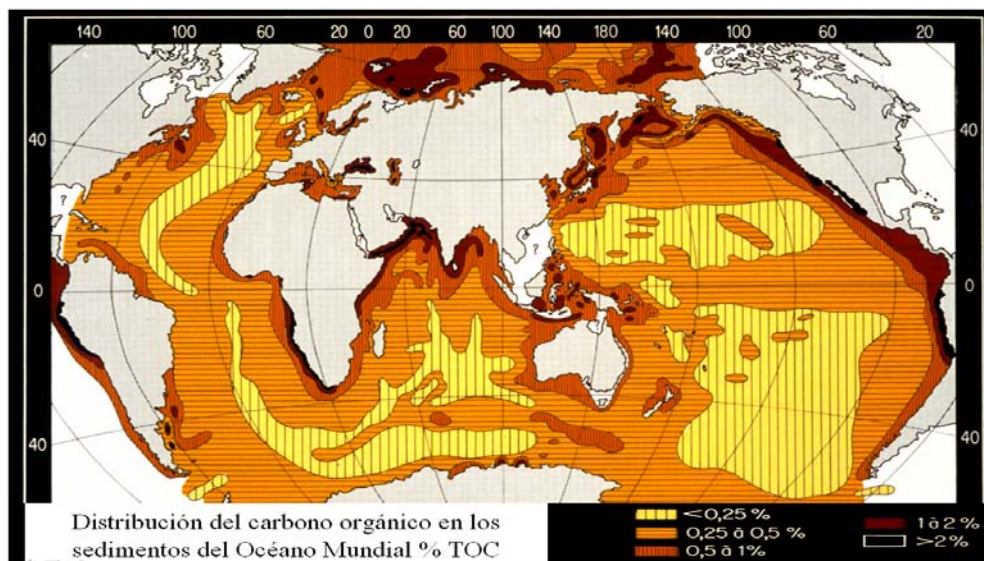


Figura 15. Distribución del carbono orgánico total en los mares de nuestro planeta.

La generación y maduración de la roca madre consiste en la transformación sistemática del kerógeno en hidrocarburos, siguiendo pasos diagenéticos y metamórficos específicos, producto al incremento de la temperatura y el tiempo. En la literatura se describen cinco zonas de generación y alteración del petróleo (Figura 16):

Existen varios índices que miden la alteración de la roca madre:

1. **Refractancia** a la vitrinita ( $R_o$ ). La vitrinita es un mineral de la línea del carbono, presente en todos los tipos de materia orgánica. El valor de reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ ) se utiliza en la evaluación de las rocas madres, en base a que su valor aumenta con la madurez térmica de las mismas. Para mayor efectividad deben graficarse en función de la profundidad para verificar la consistencia de los resultados (Magoon, 1994). Su valor puede estar alterado por algunos factores (vitrinita caída en muestras de canal, contaminación por lodo, textura rugosa que causa disminución en la lectura, vitrinita fracturada, vitrinita bituminosa en muestras contaminadas, inclusiones en la vitrinita de pirita, bitumen sólido y errores técnicos como confusión con macerales que se asemejan).

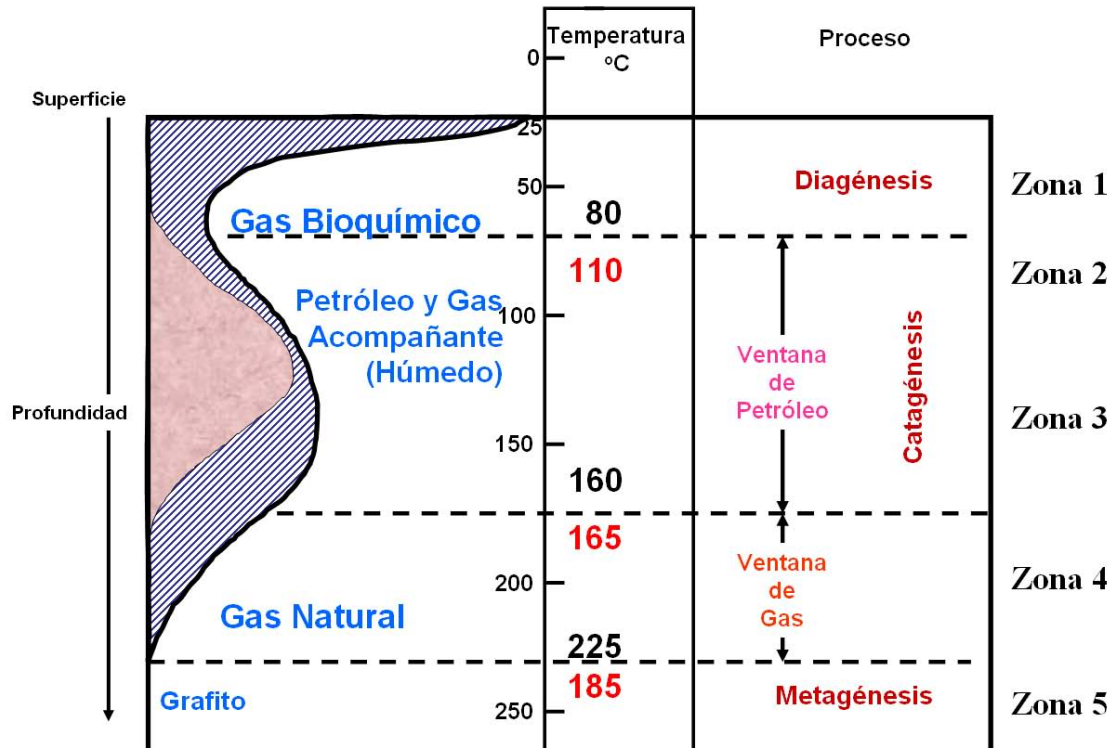


Figura 16. Zonas de generación y alteración del petróleo, (López, 2005)

2. Índice de Esporas (SCI) (método visual) desarrollado por Staplin en 1969, y se evalúa el oscurecimiento gradual y progresivo de las esporas y el polen contenidos en la muestra con relación a una carta de referencia denominada.
3. Thermal Alteration Index (TAI) (método visual). El TAI varía desde 1 para pólenes y esporas totalmente inmaduros (color amarillo pálido) hasta 5 para los que han sufrido una madurez térmica severa, correspondiente a la zona de gas seco (marrón oscuro). El TAI debe incrementarse de manera directamente proporcional a la profundidad dentro de rangos normales de subsidencia.
4. Rock – Eval: Método basado en la medición de la temperatura de pirolisis y oxidación de la materia orgánica.
5. Florescencia: Es la propiedad de la materia de emitir luz bajo la influencia de una luz que la excite.

En la Tabla XIV se describen los diferentes niveles de probabilidades entre la generación de petróleo, maduración.

Tabla XIV. Relación entre la generación de petróleo, maduración y su probabilidad, (CCOP, 2000)

<b>Zona de maduración</b>	<b>Zona de generación de hidrocarburo</b>	<b>Refractancia a la vitrinita</b>	<b>Índice de color de esporas</b>	<b>TAI</b>	<b>Rock - Eval (°C)</b>	<b>Probabilidad</b>
Inmadura	Solamente gas biogénico	0.2 – 0.3	1 – 3.5	1 - 2	400 - 425	0.05 - 0.25
Maduración Temprana	Zona de transición gas húmedo y bitumen soluble, con carbonatos que pueden generar crudos pesados con alto contenido de azufre	0.4 – 0.5	3.5 – 5.0	>2– 2.5	>425 - 435	0.25 – 0.5
Maduración media	Buenos Petróleos (35 – 45 API)	0.6 -0.7	5.0 – 7.0	>2.5 -3	>435 - 450	0.5 – 0.63
Maduración tardía	Petróleos Ligeros (> 45 API)	0.8 – 1.3	7.0 – 8.5	>2.5 -3	>455 - 460	0.63 – 1.0
Sobre maduración	Gas húmedo a gas seco	> 1.3	> 8.5	> 3	>460	0.32 – 0.63

Es cuando una roca madre saturada de petróleo, producto del continuo craqueo térmico del kerógeno, comienza a expulsarlo fuera de ella, debido a la presión interna que han provocado los fluidos generados. Esta va a depender del tipo y enriquecimiento de materia orgánica así como de su distribución dentro de la roca madre. En la literatura se proponen varios mecanismos para la migración primaria:

1. Difusión a través del agua.
2. Gotas dispersas.
3. Fase continua de petróleo.
4. Petróleo disuelto en gas.
5. Presión de compactación.
6. Presión interna conducida a través de fracturas inducidas.

Se plantea que los fluidos son expulsados independientemente, en función de su saturación en los poros de la roca madre. En el caso específico de las rocas madres carbonatadas el

mecanismo de mayor importancia se refiere a su habilidad para fracturarse, tanto por causas tectónicas como por el propio proceso de sobre presión. Una estimación de la eficiencia de la expulsión puede obtenerse de la Tabla XV.

Tabla XV. Estimación de la probabilidad de expulsión.

Expulsión	Probabilidad	Expulsión	Probabilidad
Muy Bueno	< 0.79 – 0.63	Aceptable	< 0.5 – 0.32
Bueno	< 0.63 – 0.5	Pobre	< 0.32 – 0.05

El análisis integral de la estratigrafía secuencial del área nos dará un pronóstico general del reservorio a estudiar y su ambiente deposicional. El establecimiento de un modelo geológico para el reservorio se debe de reflejar en un mapa, basado en la interpretación de los núcleos, datos geológicos y sísmicos. La veracidad de este mapa dependerá de la cantidad de puntos con información y su distribución geográfica.

Cuando estamos en áreas de frontera relativamente desconocidas, se debe tomar un enfoque más general. Un modelo deposicional regional para el reservorio debe ser establecido y utiliza tres categorías de reservorio (Ulmishek, 1986), con sus transiciones, los cuales son:

- ✓ Reservorios masivos, que usualmente comprende secuencias carbonatadas (incluyendo arrecifes) generalmente. Las propiedades del reservorio están determinados en gran medida por la porosidad de cavernas y fracturas, aunque la porosidad de la matriz podría ser importante. Comprende formaciones de arenisca gruesas.
- ✓ Reservorios estratificados de areniscas. La porosidad es intragranular y comprenden capas dentro un intervalo estratigráfico. La fracturación puede jugar un papel importante.
- ✓ Reservorios multiestratificados de formaciones de clásticas gruesas a menudo de origen deltaico. La porosidad intergranular es la que prevalece.

La evaluación del Play está basada en un modelo geológico de las facies del reservorio y su lateral distribución. En la Tabla XVI se muestran las diferentes probabilidades en función de los ambientes deposicionales.



		Tabla XVI. Probabilidad de calidad del reservorio, (CCOP, 2000)				
		Categoría de los Datos	Datos directos próximos al área	Datos directos alejados al área	Zonas de frontera	Datos indirectos , sísmica, simulación
Ambiente deposicional	Marinos	Marino somero	0.9 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
		Deltaico	0.8 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
		Abanico submarino	0.7 - 0.8	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5	0.1 - 0.3
		Carbonatos	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.5 - 0.7	0.3 - 0.5
	Continental	Lacustre deltaico	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
		Corrientes Aluviales	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
		Eólicos	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.4 - 0.6	0.4 - 0.6
	Otros	Fracturados	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3
		Fracturados, porosos	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

Durante la evaluación del modelo del reservorio debemos de considerar su variabilidad en la vertical (profundidad) y en la horizontal (variabilidad lateral o espacial). Un análisis de estos factores que controlan la efectividad del reservorio se expresa en la Tabla XVII.

La trampa es cualquier arreglo geométrico de la roca, indiferente de su origen, que permite una acumulación importante de hidrocarburos y que puede ser de tipo estratigráfico, estructural o combinado.

La probabilidad de la presencia de una trampa eficaz, es la probabilidad de existencia de la estructura con cierre geométrico mapeable y un mecanismo de sello, donde se incluyen tanto las rocas circundantes como los elementos estructurales.

Tabla XVII. Probabilidad de la efectividad del reservorio, (CCOP, 2000)

Prof.	Categoría de los Datos	Datos directos próximos al área	Datos directos alejados al área	Zonas de frontera	Datos indirectos , sísmica, simulación
1 – 3 km.	Reservorio Homogéneo	0.9 - 1.0	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7
	Reservorio Heterogéneo	0.8 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
3 – 4 km.	Reservorio Homogéneo	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5
	Reservorio Heterogéneo	0.7 - 0.9	0.6 - 0.7	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5
> 4 km.	Reservorio Homogéneo	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
	Reservorio Heterogéneo	0.6 - 0.9	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

Cuando estamos en presencia de regiones de frontera con poco conocimiento se debe utilizar un enfoque más general definiendo dos categorías

- ✓ Estructuras intensamente deformadas: Donde la combinación estructural (incluyendo domos salinos) y trampas estratigráficas abundan.
- ✓ Estructuras ligeramente deformadas: Cuando las trampas estructurales son raras y predominan la trampas estratigráficas incluyendo las paleo geomorfológicas.

Los sellos también se clasifican dos tipos:

- ✓ Sellos perfectos: Pertenecen a las rocas eficazmente impermeables como las anhidritas, arcillas con sobre presión, o grandes espesores (cientos de metros) de formaciones arcillosas y/o permafrost.
- ✓ Sellos imperfectos: Comprenden rocas permeables, arcillas indiferenciadas, carbonatos densos, mármoles y más común áreas tectónicamente falladas y fracturadas.

La interpretación sísmica aquí juega un papel importantísimo, ya la calidad de la interpretación depende de la resolución espacial del método. Esto se muestra en la Tabla XVIII.

La efectividad del sello dependerá de las litologías que cubren a la roca reservorio. Todas trampas pueden ser clasificadas en dos grupos; aquellas que dependen de un simple mecanismo y las que dependen de un mecanismo combinado como se muestra en la Tabla 18.

Todas las trampas definidas por una superficie de cierre (en todos sus ejes) se consideran sellos simples. Estas estructuras lo constituyen los anticlinales, estructuras sedimentarias (abanicos submarinos, arrecifes, etc.). Las trampas con mecanismo combinado son aquellas cuyo mapeo no es suficiente con la superficie de cierre y se necesita conocer los mecanismos de variación lateral. Estas asociadas a grupos de trampas.

Tabla XVIII. Probabilidad de la efectividad de la trampa, (CCOP, 2000)

Correlación Sísmica y mapeo	Información sísmica	Sísmica 2D		
		Red densa	Red abierta	Red muy abierta
Buena correlación con los pozos	Baja complejidad estructural	0.9 – 1.0	0.8 – 1.0	0.7 - 0.9
	Alta complejidad estructural	0.6 - 0.9	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7
	Incertidumbre en la conversión de tiempo a profundidad	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.3 - 0.6
Incertidumbre en la correlación. Pozos distantes	Baja complejidad estructural	0.8 – 1.0	0.7 - 0.9	0.5 - 0.8
	Alta complejidad estructural	0.6 - 0.9	0.4 - 0.8	0.3 - 0.7
	Incertidumbre en la conversión de tiempo a profundidad	0.4 - 0.7	0.3- 0.6	0.2- 0.5
Correlación irrealizable. Se utiliza el modelo por analogía.	Baja complejidad estructural	0.7 - 1.0	0.6 - 0.8	0.4 - 0.7
	Alta complejidad estructural	0.3 – 0.6	0.2- 0.5	0.1 - 0.4
	Incertidumbre en la conversión de tiempo a profundidad	0.2 - 0.6	0.1 - 0.5	0.1 - 0.4

La probabilidad para la evaluación de un efectivo mecanismo del sello se ejemplifica en la Tabla XIX.

La migración es un factor crítico que debemos considerar cuidadosamente y es la relación entre el momento de la migración y la formación de la trampa.

Clásicamente el proceso de migración se puede dividir en:

- ✓ Migración Primaria o Expulsión.
- ✓ Migración Secundaria.
- ✓ Migración Terciaria

Tabla XIX. Probabilidad de la efectividad del sello, (CCOP, 2000)

Mecanismo del sello	Calidad del sello			Muy bueno	Bueno	Aceptable	Pobre
	Tope	Base	Estilo estructural				
Simple sello	Continuo	-	Anticlinales	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.4 - 0.6
	Discontinuo	-	Estructuras falladas	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.5 - 0.7	0.3 - 0.5
Sello combinado	Continuo	Discontinuo	Onlap	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5	0.3 - 0.4	0.1 - 0.3
	Continuo	Falladas	Sobreempuje	0.6 - 0.8	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5	0.1 - 0.3
	Continuo	Facies	Estratigráficas	0.6 - 0.8	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.1 - 0.3
	Discontinuo	Continuo	Estructuras complicadas	0.4 - 0.5	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

La migración primaria ocurre cuando una roca madre saturada de petróleo, producto del craqueo térmico del kerógeno, comienza a expulsarlo fuera de ella debido a la presión interna que han provocado los fluidos generados. Esta va a depender del tipo y enriquecimiento de materia orgánica así como de su distribución dentro de la roca madre. Cuando existe en el área presiones normales se pueden confeccionar mapas de migración, de la roca madre al reservorio. Debemos de evaluar, la complejidad estructural del área, las litologías, y la integridad del sello, siendo lo ideal, la utilización de paleomapas, aunque estos no son fáciles de realizar.

La migración secundaria, es el proceso mediante el cual, el petróleo expulsado por una roca madre es transportado hasta la trampa. Una vez que los fluidos alcanzan los conductores (estratos porosos o fallas, probablemente los medios más efectivos para la migración es una fase continua de petróleo-gas), la velocidad de migración secundaria dependerá básicamente de la viscosidad y densidad del fluido, la inclinación y características de las capas conductoras y la actividad hidrodinámica del medio geológico.

La distancia total de la migración secundaria de un petróleo desde la roca madre hasta la trampa puede variar desde pocos cientos de metros hasta cien kilómetros. A esta etapa se vinculan las mayores pérdidas de hidrocarburos generados.

La migración Terciaria es el escape del petróleo acumulado hacia la superficie (oil seep) o a otras trampas. Estos puede ocurrir a través de fallas, discontinuidades o del propio sello cuando la carga de la trampa alcanza una columna vertical de fluidos capaz de tener una presión superior a la presión capilar de la secuencia sellante. En la Figura 17 se ejemplifica un esquema con los diferentes sistemas de pérdida de fluido en el proceso de la migración.

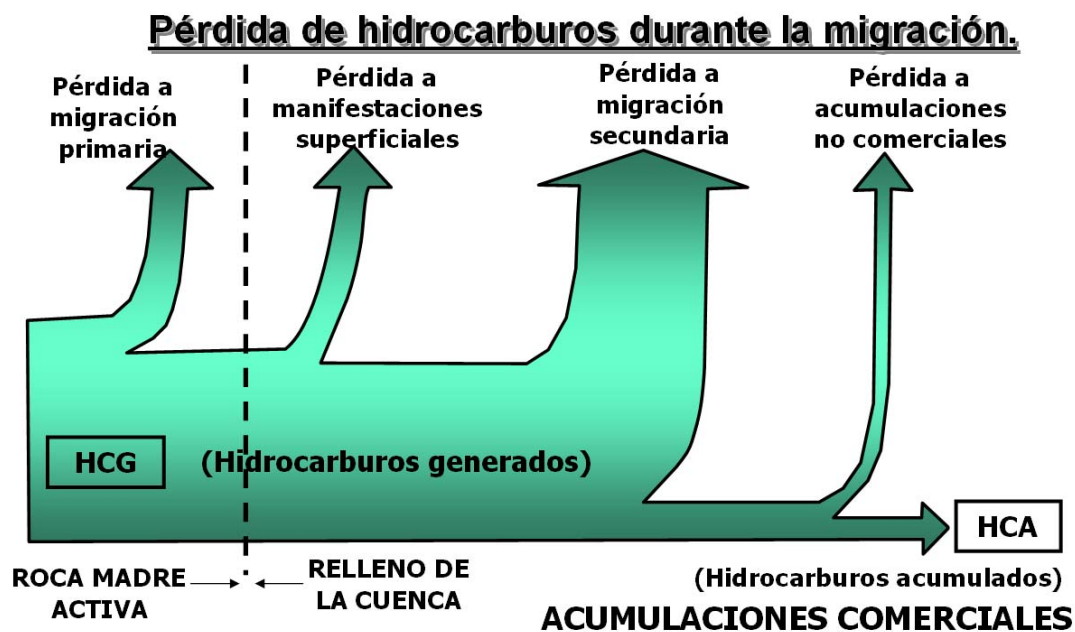


Figura 17. Pérdida de los hidrocarburos durante la migración.

La probabilidad de la efectividad de la migración y su sincronía se muestra en la Tabla XX.

Tabla XX Probabilidad de la efectividad de la migración, sincronía y distancia, (CCOP, 2000)

Trampa & Migración	Trampa formada antes del tiempo de migración	El tiempo de la formación de la trampa y la migración se solapan.	Trampa formada cuando la roca madre esta sobremadurada
Tipo de Migración			
Migración local	0.9 - 1.0	0.4 - 0.8	0.1 - 0.4
Migración lateral sin barreras	0.8 - 0.9	0.4 - 0.7	0.1 - 0.3
Migración lateral con barreras	0.5 - 0.8	0.2 - 0.5	0.1 - 0.3
Migración vertical sin barreras	0.7 - 0.9	0.3 - 0.6	0.1 - 0.3
Migración vertical con barreras	0.4 - 0.6	0.2 - 0.4	0.1 - 0.2
Migración a largas distancias	0.4 - 0.6	0.2 - 0.4	0.1 - 0.2
La trampa muy lejana	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3	0.1

La probabilidad de la retención eficaz de hidrocarburos en el prospecto después de la acumulación es la probabilidad de que en el tiempo el sello mantenga su integridad

considerando erosiones, callamientos regionales y cualquier evento tectónico posterior. La probabilidad de la efectividad preservación la mostramos en la Tabla XXI.

Tabla XXI. Probabilidad de la efectividad de la preservación, (CCOP, 2000)

Procesos geológicos	Evento tectónico	Buena interpretación e información sísmica y de pozos	Interpretación e información sísmica y de pozos de aceptable a pobre	Incertidumbre en la interpretación e información sísmica y de pozos
No actividad	Actividad tectónica nula después de la acumulación	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.7 - 1.0
	Trampas someras con posible biodegradación	0.8 - 0.9	0.4 - 0.7	0.1 - 0.3
Erosión	Trampas con conexión con la roca madre	0.7 - 0.9	0.3 - 0.6	0.1 - 0.3
	Trampas no conectadas con la roca madre	0.5 - 0.8	0.2 - 0.5	0.1 - 0.2
Cabalgamientos	Formas, volúmenes y puntos de carga, no cambian con el tiempo	0.7 - 0.9	0.4 - 0.7	0.2 - 0.4
	Formas, volúmenes y puntos de carga cambian con el tiempo	0.5 - 0.6	0.3 - 0.4	0.1 - 0.2
Reactivación de fallas	Compresión distensión	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5	0.3 - 0.4
	Tensión	0.4 - 0.6	0.3 - 0.4	0.1 - 0.3

### Mapa sumario de Play

El mapa sumario de Play no es más que un croquis o esquema evaluativo, donde se representan y superponen espacialmente cada aspecto de los factores de control geológicos que estamos investigando en el Sistema Petrolero y constituyen una ayuda inestimable para desarrollar el modelo y cuantificación del Play y sus prospectos o leads.

Precisamente el objetivo principal de esta metodología es el uso adecuado de estos mapas y la integración de los factores utilizando las herramientas e los Sistemas de Información Geográficos (GIS) y sus bases de datos espaciales, para la evaluación de los grados de la prospectividad a nivel regional y local. (Demaison's ,1984; Dow, 1974; White, 1979; White, 1980; Baker, 1984; White, 1987) (Figura 18).

Se busca disponer en forma adecuada y sistematizada, la información para el análisis de cuencas sedimentarias y sistemas petrolíferos, que pueden ser:

- ✓ Bases de datos con la información de los pozos perforados que incluya (coordenadas, profundidad, núcleos, registros existentes, manifestaciones de hidrocarburos y profundidad, e intervalos productores división estratigráfica, análisis bioestratigráficos, producción, etc.).
- ✓ Bases de datos con Información de registros geofísicos y geoquímicos.
- ✓ Bases de datos de geología y geofísico de superficie y en profundidad.

En la Tabla XXII se enuncian un conjunto de mapas representativos de cada factor de control geológico.

Tabla XXII. Factores de control geológico y mapas relacionados, (modificado de White, 1997)

<b>Elementos espaciales</b>	<b>Ejemplo de posibles mapas</b>
	Mapa base topográfico y geológico Mapas del tope del basamento o espesor sedimentario. Mapas estructurales o tectonoestratigráficos Mapas de yacimientos petroleros y de ubicación de pozos Información sísmica Mapas de paleogeográficos
<b>Factores de Control geológico</b>	
<b>Roca madre</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Espesor y área</li> <li>• TOC</li> <li>• Tipo de material orgánica</li> <li>• Grado de Maduración</li> </ul>	Espesor efectivo o de drenaje Por ciento o por ciento limite Mapas faciales Ventanas de maduración Volumen de hidrocarburos in situ o generado
<b>Reservorio</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Espesores</li> <li>• Relación entre N/G</li> <li>• Porosidad y Permeabilidad</li> </ul>	Mapas de espesores totales (G) y efectivos (N) Mapas de N/G y por ciento limite Mapas de porosidad y por ciento limite
<b>Trampas y Sellos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Área de cierre de la estructura</li> <li>• Espesores y litología</li> </ul>	Mapas estructurales Mapas de espesores Elementos estructurales (fallas, fracturas), facies y diagénesis
<b>Sincronía</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Migración secundaria</li> <li>• Preservación y Recuperación</li> <li>• Flushing</li> <li>• Biodegradación</li> <li>• Difusión</li> <li>• Características del hidrocarburo</li> </ul>	Mapas estructurales y de dirección de drenaje Limites o perímetros de posible migración Mapas temporales de migración Mapas hidrodinámicos Mapas de solubilidad o salinidad Mapas de interacción con las aguas superficiales Tipos de petróleo (viscosidad, % de azufre, densidad) Cantidad de petróleo / área
<b>Evolución geológica</b>	Mapas de distribución lateral y vertical de las rocas generadoras, almacén, sello y de trampas potenciales.

Todo esto nos permite definir y analizar un Sistema Petrolero en un área específica, organizar, consultar y analizar la información de manera rápida, efectiva, interactiva, espacial, teniendo la posibilidad de generar combinaciones de mapas que son necesarios para el estudio, definición de estos y facilidad en la toma de decisiones.

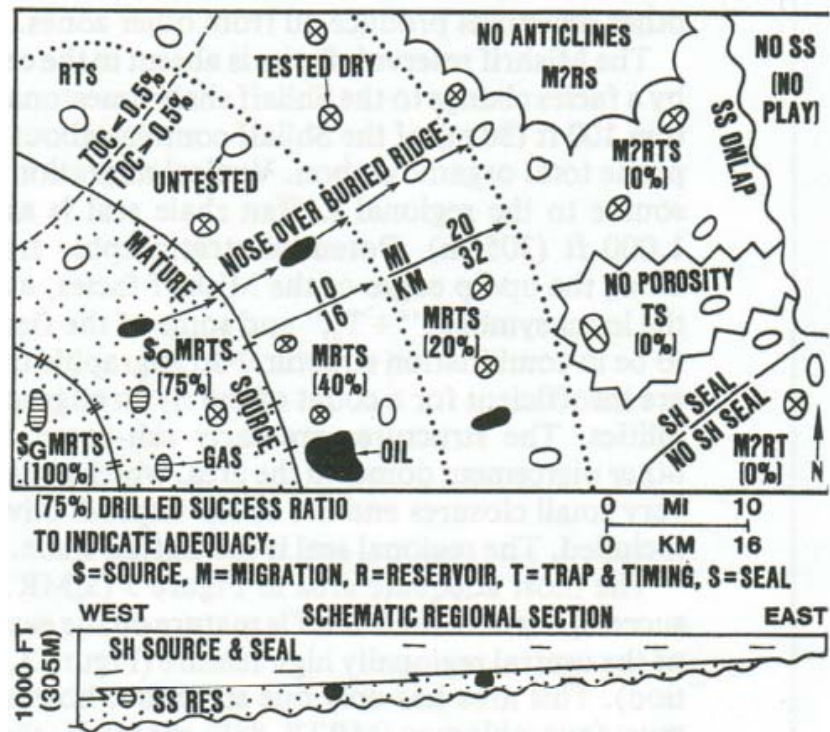


Figura 18. Ejemplo de un mapa sumario de Play , (White, 1997)

#### II.4. Prospecto o Lead

Un prospecto es una posible acumulación de hidrocarburos, mapeable, dotado de una estructura que sirve de reservorio, con un sello y supuestamente cargado con hidrocarburos que hipotéticamente puede poseer cantidades comerciales de este. En la exploración sísmica se les llama altos estructurales con cierre. Es un **destino de exploración y económico**, un intervalo estratigráfico en específico, el cual aún no ha sido comprobado por la perforación, Cuando se prueba y los resultados son positivos, se denomina yacimiento.

El lead es un lugar donde podría existir la posibilidad de encontrar hidrocarburos pero no posee un alto grado de estudio estructural dado por la sísmica. Es una oportunidad, o un prospecto hipotético, que necesita mayor estudio o definición. Es un prospecto con una baja probabilidad de que cuente con algunos de los factores mencionados anteriormente.



Los parámetros de control geológico de los prospectos y leads que se analizarán son los siguientes:

- ✓ Trampa (efectividad de la trampa, tipo, tamaño, timing o sincronía, distancia de la roca madre).
- ✓ Reservorio (porosidad, permeabilidad, espesor neto, profundidad, preservación y calidad del petróleo).
- ✓ Sello (efectividad del sello).

Las definiciones y especificaciones para la trampa en los Prospectos y leads, son las mismas del Play, con la diferencia que son mucho más pequeñas.

Para determinar la efectividad de la trampa, la interpretación geofísica (sísmica y campos potenciales) es fundamental y en el análisis, se considera la sísmica 3D si existe. En la Tabla XVIII, para evaluar la sísmica 3D, se le asigna la denominación “red densa”.

Se define la probabilidad para el tipo de trampa en el prospecto o leads en la Tabla XXIV.

Tabla XXIV Probabilidad para el tipo de trampa. (CCOP, 2000)

Tipos de trampa	Probabilidad
Estructurales Simples	0.9 – 0.63
Estratigráficos	0.79 - 0.5
Fallados	0.63 - 0.32
Duplex	0.5 – 0.32

Según la Tabla XXV podemos determinar la relación entre el tamaño de la trampa, estructura y su probabilidad.

Tabla XXV Probabilidad para la relación tipo y tamaño, (CCOP, 2000)

Estructura	Ancho (Km.)	Largo (Km)	Total (Km <sup>2</sup> )	Probabilidad
Pliegue Frontal	2.5	20 - 25	50	0.5 – 0.3
Plataforma Sobreempujada	2.5	20	50	0.5 – 0.3
Antiforma	2.5	12	30	0.7 – 0.5
Manto Veloz	1.5	6	9	0.7 – 0.5
Anticlinales	1.8	3	5.4	0.6 – 0.32
Sellados por la cobertura Sedimentaria	0.7	7	5	0.5 – 0.32
Pliegue Carmita & Santa Teresa	0.6	5	3	0.5 – 0.32
Lentes o cambios faciales	Variables	Variables	1.2	0.5 – 0.32
Autosellantes	0.4	1.5	0.6	0.5 – 0.32

Son validas para esta evaluación de la sincronía de la trampa del prospecto, las especificaciones de los parámetros de control del play de la Tabla XX.

Para evaluar la distancia de la roca madre de la trampa que es un parámetro de gran importancia, ya que puede determinar la carga o no del prospecto con hidrocarburos se necesitan datos estadísticos nacionales y de nivel mundial con la cual no se cuentan en este momento por lo que se evalúa de acuerdo al criterio dado por la Tabla XX.

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y según la Tabla XXVI se puede determinar la relación entre el tipo de estructura del reservorio y su porosidad.

Tabla XXVI. Probabilidad para la relación estructura y porosidad, (Álvarez, 2007)

Estructura	$\Phi$ (%)	Probabilidad
Anticlinales	15 -19	0.9 – 0.63
Plataforma Sobreempujada	14 - 18	0.5 – 0.32
Manto Veloz	12 - 16	0.7 – 0.5
Antiforma	9 -14	0.7 – 0.5
Pliegue Frontal	8 - 11	0.5 – 0.32
Pliegue Carmita & Santa Teresa	8 -11	0.7 – 0.5
Sellados por la cobertura Sedimentaria	8	0.5 – 0.32
Lentes o cambios faciales	6 -15	0.5 – 0.32
Autosellantes	11	0.5 – 0.32

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Según la Tabla XXVII se puede determinar la relación entre el tipo de estructura y su permeabilidad.

Tabla XXVII. Probabilidad para la relación a la estructura, (Álvarez, 2007)

Tipos de Estructura	Perm. (md.)	Probabilidad
Pliegue Frontal	80	0.5 – 0.3
Plataforma Sobreempujada	500	0.5 – 0.3
Antiforma	520	0.7 – 0.5
Manto Veloz	80- 240	0.7 – 0.5
Anticlinales	30 -120	0.6 – 0.32
Sellados por la cobertura Sedimentaria	25 - 45	0.5 – 0.32
Pliegue Carmita & Santa Teresa	80	0.5 – 0.32
Lentes o cambios faciales	10 -25	0.5 – 0.32
Autosellantes	20	0.5 – 0.32

El prospecto se encuentra confinado entre ciertos límites geológicos y de fluidos. Dentro de estos límites geológicos, los fluidos se encuentran contenidos en parte de lo que comúnmente se conoce como espesor bruto. El espesor neto es la parte del espesor bruto que contiene el fluido y se define mediante los criterios de límite más bajo de porosidad o permeabilidad o límite más alto de saturación de agua. Se utilizan extensivamente para

evaluar el espesor neto, las medidas disponibles de muestras de pozos, análisis de núcleos y registros geofísicos. Según la Tabla XXVIII se puede determinar la relación entre el tipo de estructura y su espesor total.

Tabla XXVIII Probabilidad para la relación a la estructura y su espesor, (Álvarez, 2005)

Tipos de Estructura	Esp. (m.)	Probabilidad
Antiforma	520	0.79 – 0.5
Plataforma Sobreempujada	500	0.5 – 0.3
Manto Veloz	100 - 240	0.7 – 0.5
Anticlinales	30 -120	0.6 – 0.32
Pliegue Frontal	80	0.5 – 0.32
Pliegue Carmita & Santa Teresa	80	0.5 – 0.32
Sellados por la cobertura Sedimentaria	25 - 45	0.5 – 0.32
Lentes o cambios faciales	10 -25	0.5 – 0.32
Autosellantes	20	0.5 – 0.32

Según la Tabla XXIX se puede determinar la relación entre el tipo de estructura y su profundidad del prospecto.

Tabla XXIX. Probabilidad para la relación a la estructura y la profundidad.  
(López, 2005)

Tipos de Estructura	Profundidad (m.)	Probabilidad
Autosellantes	200 - 900	0.79 – 0.5
Sellados por la cobertura Sedimentaria	800 - 900	0.7 – 0.32
Lentes o cambios faciales	800 - 1000	0.63 – 0.32
Anticlinales	500	0.79 – 0.5
Pliegue Carmita & Santa Teresa	600 - 1500	0.63 – 0.32
Manto Veloz	900 - 2000	0.79 – 0.5
Antiforma	1500	0.63 – 0.32
Pliegue Frontal	600 - 1500	0.5 – 0.32
Plataforma Sobreempujada	> 1500	0.5 – 0.3

La preservación y calidad del petróleo en los prospectos (viene dado por sus características físico – químicas), tiene grandes implicaciones en los aspectos económicos del proceso de exploración. Al existir una afectación económica en función de la calidad y la preservación del petróleo, automáticamente, debemos de evaluar el riesgo (Tabla XXX). Los procesos que afectan la calidad del hidrocarburo son (Figura 19):

- i. Procesos primarios: Determinan las calidades del petróleo desde su generación y están condicionados a sus orígenes orgánicos y efectos térmicos en las rocas madre (origen y maduración).

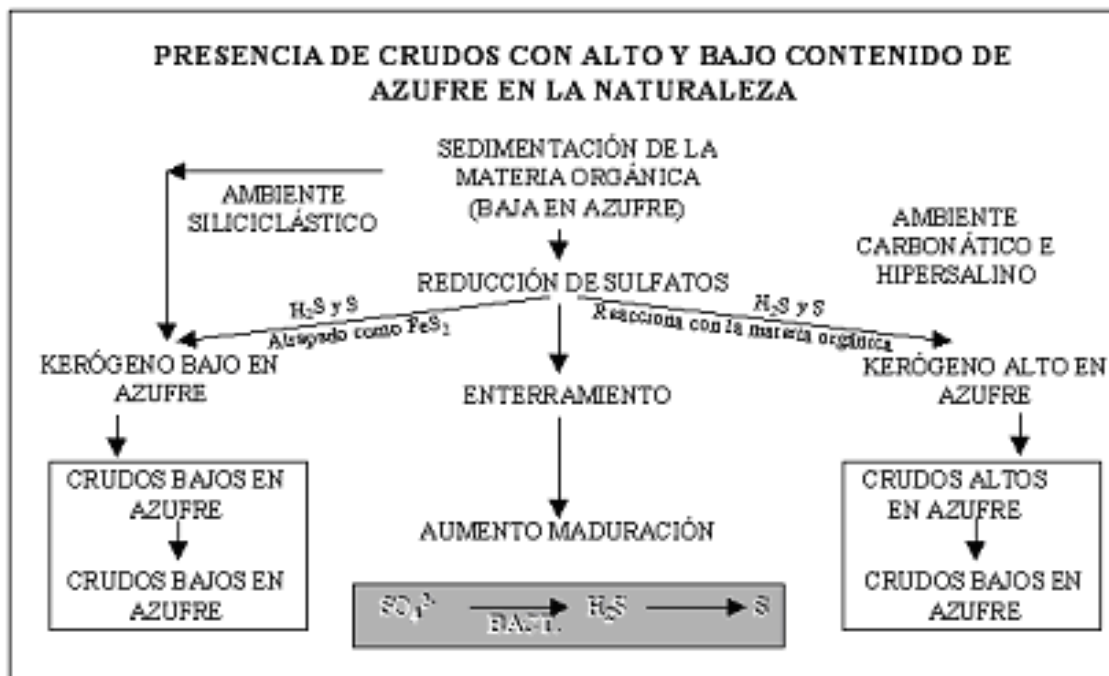


Figura 19. Presencia de petróleos con alto y bajo contenido de azufre. (López, 2007)

- ii. Procesos secundarios: La composición final del petróleo puede ser fuertemente influenciada por alteración durante la migración secundaria o después de la acumulación. La alteración del petróleo tiende a causar modificaciones en su composición, influenciando en su calidad y valor económico. Estos procesos ocurren a nivel de reservorio. Los más importantes son: la biodegradación, lavado por agua, fraccionamiento evaporativo, desasfaltenización.

Tabla XXX. Probabilidad de la relación calidad del petróleo y de estructura. (Álvarez, 2007)

Tipos de Estructuras	Densidad ( API }	Probabilidad
Anticlinales	15 - 42	0.79 – 0.63
Plataforma Sobreempujada	25 - 30	0.5 – 0.3
Lentes o cambios faciales	20 - 40	0.79 – 0.63
Autosellantes	15 - 60	0.63 – 0.5
Pliegue Carmita & Santa Teresa	18	0.5 – 0.32
Pliegue Frontal	18	0.5 – 0.3
Sellados por la cobertura Sedimentaria	12 - 16	0.5 – 0.32
Manto Veloz	14	0.7 – 0.5
Antiforma	10	0.32 – 0.25

Para determinar la efectividad del Sello, son validas las especificaciones de los parámetros de control del Play, para los sellos, Tabla XIX.

### **La Geofísica como indicador de existencia de hidrocarburos.**

Las bases teóricas de la descomposición espectral se remontan a los orígenes de la transformada de Fourier, pero su aplicación como atributo sísmico para la determinación directa de hidrocarburos y a la caracterización estratigráfica de yacimientos ha sido aplicada y desarrollada recientemente. Diversas opiniones se han manifestado a favor de esta técnica como indicador directo de hidrocarburos (DHI) (Øygard, 2005). En determinado momento se pueden identificar ciertas anomalías en la imagen sísmica (bruscos cambios de la impedancia acústica en el espectro de tiempo) que pueden ser causados por volúmenes de hidrocarburo atrapados en el reservorio. Esto podría ser una evidencia, pero no siempre, ya que las anomalías pueden ser causadas por otros factores tanto geológicos como geofísicos.

Muchos de los atributos sísmicos en la información sísmica tridimensional de un Bloque (Figura 20), podrían indicar la presencia de hidrocarburos. Este ejemplo de arreglo espacial muestra “trazos planos” sísmicos que pueden estar causados por la reflexión de energía sísmica de un contacto entre distintos tipos de fluidos. En el caso de contactos con hidrocarburos la reflexión puede ser causada por gas y/o petróleo en agua o por gas en petróleo (Figura 21).

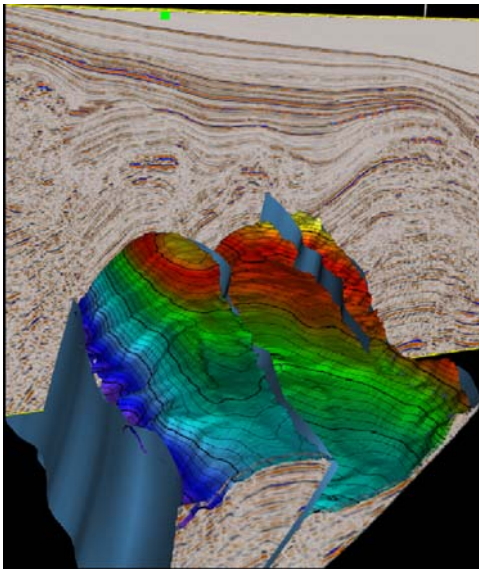


Figura 20. Las estructuras de cabalgadura tridimensionales (OEC, 2006).

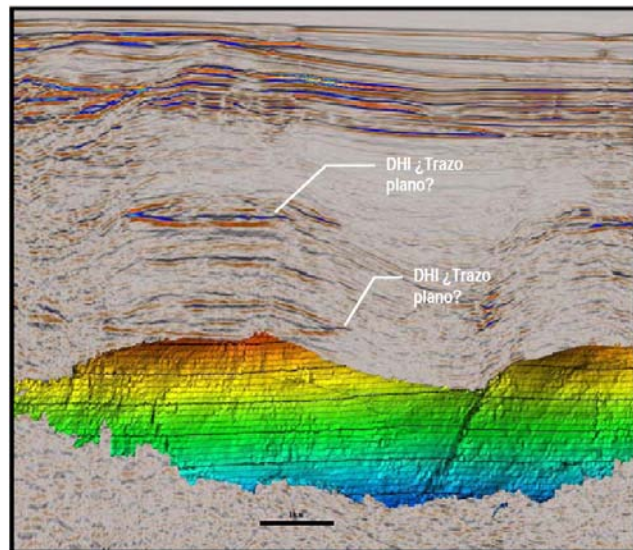


Figura 21. DHI, Indicador directo de hidrocarburos (OEC, 2006).

Estas anomalías sísmicas deben ser valoradas cuidadosamente con respecto a su repetición en los perfiles 2D y 3D. Deben de estudiarse los parámetros de la amplitud (amplitud versus & offset, AVO) y esto podría ser útil para reducir la incertidumbre relacionada con las anomalías sísmicas.

En esta visualización en tres dimensiones de la Figura 22 de un prospecto, resaltado en amarillo, se extiende sobre la cresta de un cabalgamiento el cambio espectral (Figura 23). Las emanaciones naturales de hidrocarburos (oilseeps) son otros de los indicadores importantes a evaluar, indicadores de la presencia de sistemas petroleros activos e influyen en la evaluación del Play.

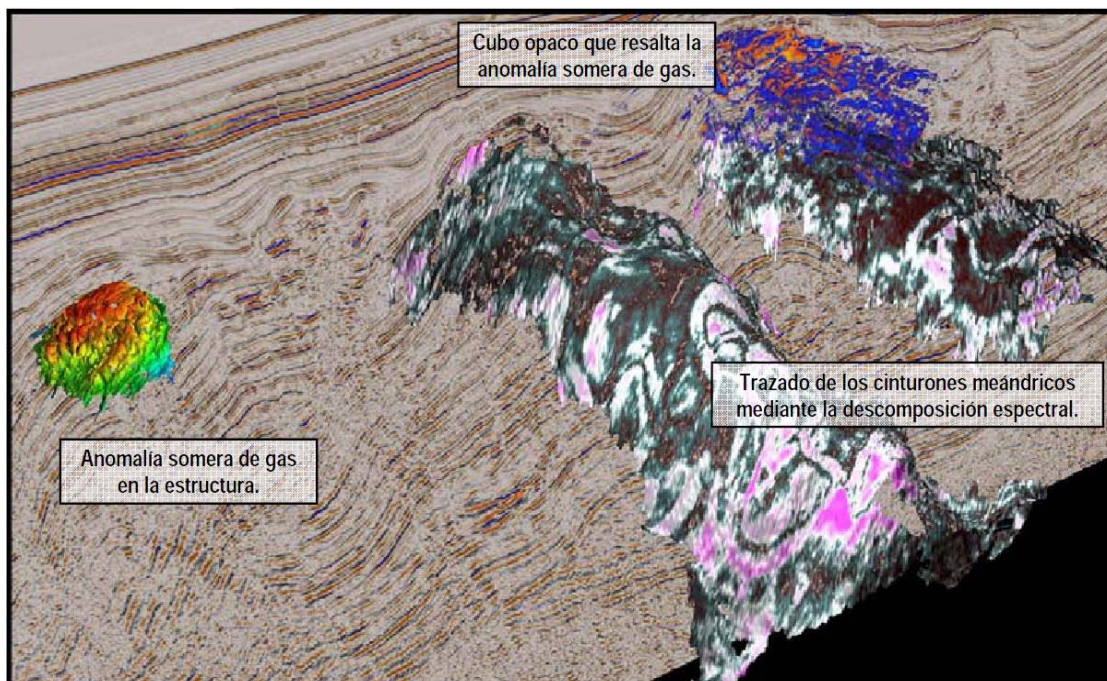


Figura 22. Visualización en tres dimensiones de la información (OEC, 2006).

En la Tabla XXXI se puede observar la relación entre la interpretación sísmica y las propiedades del reservorio para definir si existe DHI o no.



Tabla XXXI. Definición del indicador de hidrocarburo directo (DHI), (CCOP, 2000)

	Propiedades del reservorio		
		Se observa	No se observa
Sísmica	Se observa	ATRIBUTO DHI 1.0 - 0.73	Modelo pobre reconsiderar la sísmica 0.63 – 0.5
	No se observa	No existe prospecto o pobre calidad de la sísmica 0.5 – 0.32	Cambiar el modelo geológico y del Sistema Petrolero > 0.32 o no evaluar

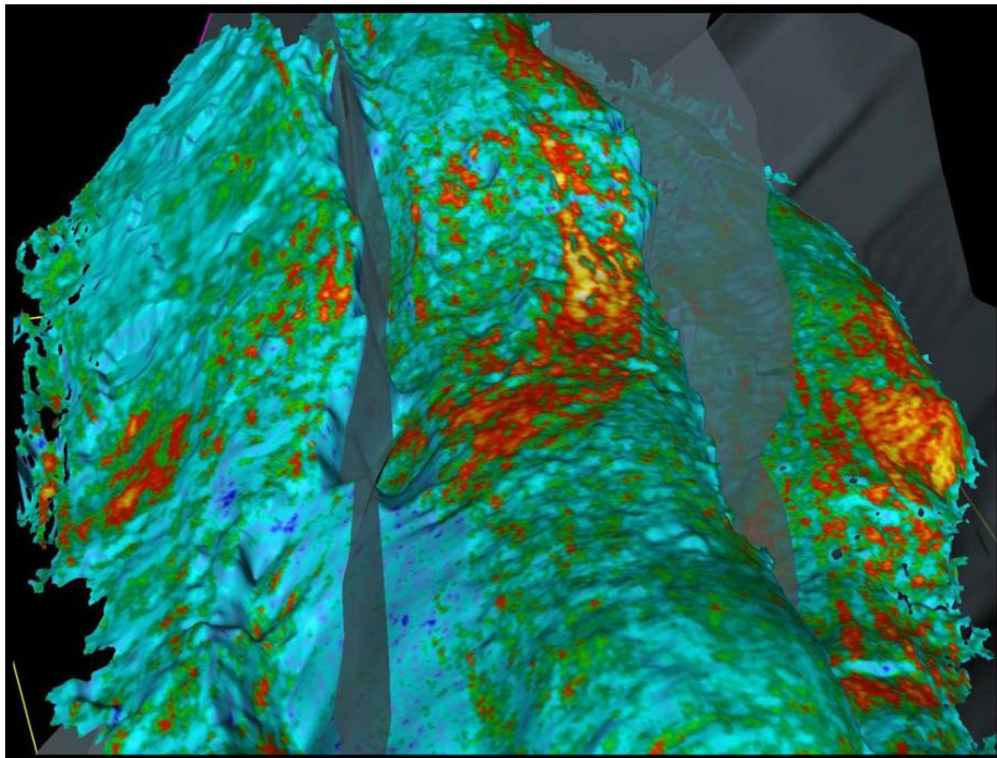


Figura 23. Visualización en tres dimensiones resaltado en amarillo el DHI (OEC, 2006).

#### II.4.2. Cálculo del Riesgo en la Sísmica.

Tenemos que considerar para su cálculo una serie de factores que son: (1) cierre estructural, (2) densidad de los datos sísmicos, (3) campo de velocidades y (4) la incertidumbre de la extrapolación (Tabla XXXII).

Tabla XXXII. Valoración probabilística del calculo de riesgo en la sísmica, (SPT, 1994)

	INTERPRETACION	Valor Relativo	Parámetro
<b>A</b>	Definición Estructural (ml seg)	1	[0,10]
		2	[11,20]
		3	[21-30]
		4	>31
<b>B</b>	Número de líneas que interceptan la estructura	1	[0,3]
		2	[4,6]
		3	[7,11]
<b>C</b>	Veracidad del Campo de velocidades	Valores de probabilidad condicional	-----
<b>D</b>	Error de interpolación	1	Estructura > Error
		0.5	Estructura <= Error
<b>E</b>	Localización del Error	0.8	Dentro del área de cierre
		1	Fuera del área de cierre
<b>F</b>	Área Crítica/Error	0.5	Dentro del área crítica
		1	Fuera del área crítica

## A) Cierre estructural.

√ La definición de la morfología del prospecto, es un factor muy importante en el conocimiento del riesgo. Los relieves potentes y simples, sobre todo los mayores de 30 mseg de espesor, no representan un gran riesgo (SPT, 1994), pero en estructuras mas pequeñas y complicadas como es en el caso de Cuba, afrontamos problemas en las bruscas variaciones de velocidad hacia los francos de las estructuras, influenciados por la complicada configuración estructural y morfología.

## B) Densidad de los datos sísmicos.

√ El número de líneas sísmicas que interceptan la estructura son determinantes y son las que dan la resolución espacial necesaria para mapear la estructura.

## C) Campo de velocidades

√ El campo de velocidades se utiliza para convertir el tiempo en el dominio de la profundidad. Las variaciones laterales de velocidad pueden crear o enmascarar estructuras que puedan existir o no.

## D) Incertidumbre de la extrapolación.

√ La extrapolación entre perfiles, puede distorsionar la configuración del prospecto. Es una relación entre el área de la estructura y la resolución



espacial del levantamiento sísmico. Si el rango de incertidumbre de la extrapolación es mayor o igual al relieve del cierre estructural, es posible que la estructura mapeada resulte irreal. Considerando que el cierre estructural representa un área crítica y el error se encuentra dentro de esa área, entonces la incertidumbre de la estructura es alta.

El cálculo del riesgo en la geofísica (Tabla 29), se materializa en la siguiente formula:

El valor relativo del error es =  $A \times B \times C \times D \times E \times F$  (Tabla XXXIII)

Tabla XXXIII. Valores relativos de probabilidad, (SPT, 1994)

<b>Valor relativos X</b>	<b>Valor del Riesgo</b>
<b>&gt;4</b>	<b>1</b>
<b>(3,4]</b>	<b>0.9</b>
<b>(2,3]</b>	<b>0.79</b>
<b>(1,2]</b>	<b>0.63</b>
<b>&lt;=1</b>	<b>0.5</b>

## CAPITULO III. VALORACIÓN ECONOMICA DEL RIESGO

### III.1. Play

Después de definir el modelo geológico del play mediante el mapa sumario y evaluado los diferentes parámetros de control y procesos geológicos, se debe tener en cuenta, los diferentes factores que puntualizarán la razón económica de la exploración, que tienen su base en el análisis estadístico y el conocimiento de expertos sobre esa región geológica.

Evaluar la distribución del tamaño apropiado de los prospectos descubiertos, es crucial para evaluar los volúmenes posibles de los no descubiertos de una forma realista. La distribución debe reflejar que los objetivos de volumen mayor son a menudo (pero no siempre) encontrados al principio de la exploración en el play. Esta población sigue una distribución lognormal (White, 1993).

El tamaño geológico mínimo de un prospecto, es el volumen mínimo detectable de este. Según estudios a nivel mundial, realizados por White, 1993, no deben ser menores de  $8000\text{m}^3$  en áreas maduras (volúmenes menores sobrepasan el error de contorno), a  $8000000\text{m}^3$  en áreas de frontera. Para áreas en desarrollo los valores de volumen mínimo se encuentran entre las cifras dadas anteriormente.

Debe dejarse claro que este planteamiento, aunque tiene relación, no debe de considerarse como cantidad de recursos mínimos extraíbles económicos, ya que este concepto esta sujeto a la relatividad de las condiciones económicas y tecnológicas vigentes en ese momento (Álvarez, 2007). Otro parámetro a considerar es el coeficiente de acierto, que es la cantidad de pozos de exploración que fueron necesarios para descubrir un yacimiento o prospecto económicamente productivo (cuantitativo) (White, 1993).

A continuación se describe una metodología o guía para la valoración económica del riesgo del play y prospecto.

Primeramente se debe describir el sistema a analizar:

**A. Metadata del Play:** Son las informaciones sobre los datos (Sheldon, 2001), o descripciones estructuradas disponibles, para ayudar a localizar objetos, datos estructurados y codificadas que describen características que ayudan a identificar, descubrir, valorar y administrar las instancias descritas.

1. Nombre Sistema Petrolero: (según la nomenclatura de la Tabla VII)
2. Nombre Play:
3. Nombre de la roca madre:

4. Nombre del Reservoirio:
5. Nombre de la Trampa:
6. Nombre del Sello:
7. Nombre del Analista:
8. Fecha del Análisis:

Este estudio se encamina a la determinación de la razón de éxito del play y contestar a la interrogante de “cual será la media futura del éxito y cuan grande serán los futuros descubrimientos. El procedimiento que se expone a continuación no es fácil ni seguro. Su objetividad depende en gran medida de la complejidad geología y veracidad de la información. Otro factor que influyen en la evaluación son las políticas empresariales de exploración y factores psicológicos y de comportamiento humano como son el exceso de optimismo o pesimismo de los especialistas.

En la Figura 24 se muestra esquemáticamente en un mapa de play, la forma de calcular los niveles de éxito de este, en base a sus prospectos detectados, no perforados y su distancia de la roca madre.

Los prospectos con nomenclatura “A” son los mejores y los “B” los intermediarios y los “C” los que tiene mas baja probabilidad de ser cargados con hidrocarburos. La cantidad de “A” mas lo “B” asumen la cantidad máxima de Prospectos a descubrir. Aunque los leads o Prospectos “C” no juegan en el cálculo si ayudan a mejorar el futuro éxito del Play.

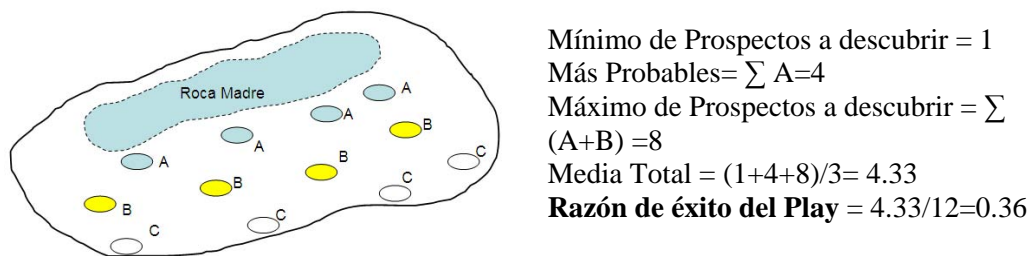


Figura 24. Esquema simplificado de un mapa de yacimientos y niveles de éxito de Prospectos (A, B, C) para calcular la razón de éxito del Play.

Otra forma muy peculiar, de evaluar la probabilidad geológica de éxito de un play es en función del conocimiento geológico de la zona donde se encuentra, como se expresa en la Figura 25, según las consideraciones de la compañía petrolera Chevron.

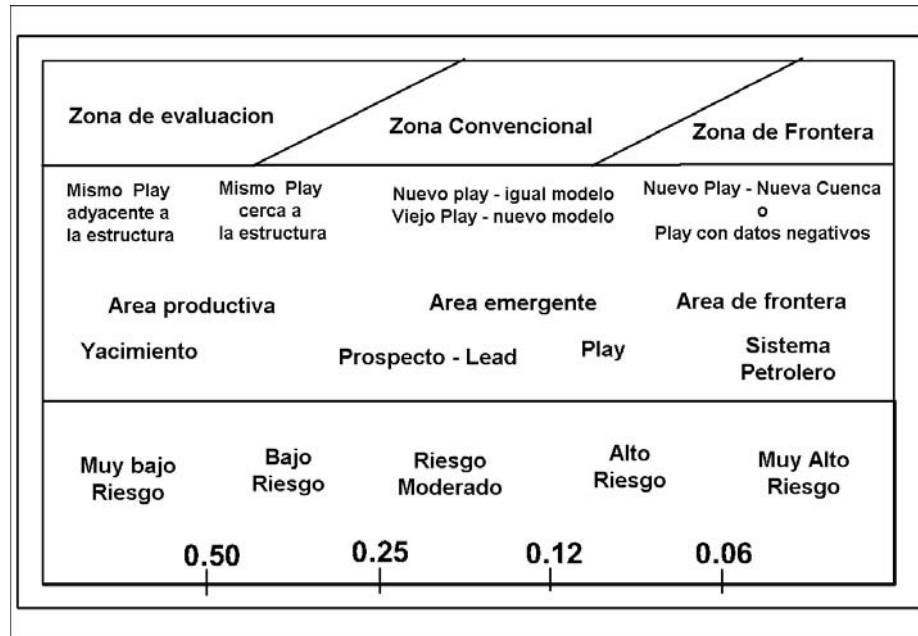


Figura 25. Evaluación de riesgo para un play con respecto a sus Prospectos y su disposición espacial, modelo Chevron modificado, 1997

Diversos estudios se han realizado a nivel mundial y se exponen algunos resultados. (Figura 25a y Tabla XXXIIIa). En un estudio de 1150 plays en 80 cuencas productivas del mundo, se ha constatado que la oportunidad de éxito del play en areniscas es de un 38%, rocas carbonatadas de un 30% para una media de un 35% (White, 1993).

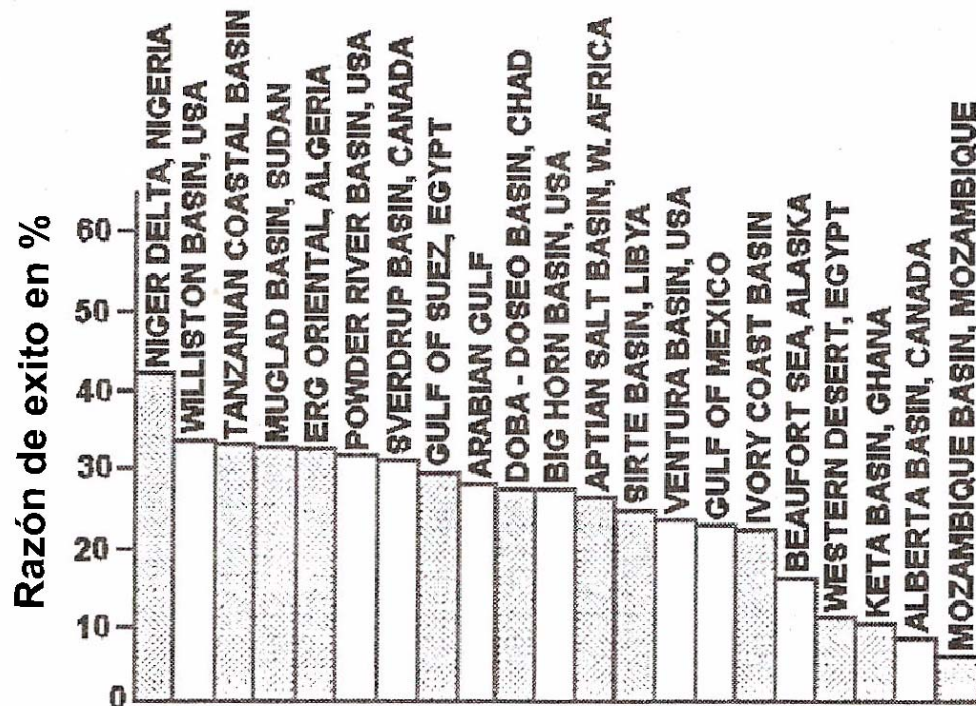


Figura 25a. Razón de éxito de diferentes play según Clifford, 1986.

Este mismo autor expresa que la se comporta dentro de determinados rangos (Tabla XXXIIIa).

Tabla XXXIIIa. Valores de Probabilidad media de futuros prospectos a descubrir  
(White , 1993 modificado)

Play	Media de éxito del play
Play muy prometedor	0.24 – 0.50
Play productivo	0.12 – 0.24
Play productivo en desarrollo	0.06 – 0.12
Play pobremente productivo	0.01 – 0.06

Analíticamente se propone estas técnicas.

#### B. Inventario de Prospectos y yacimientos:

1. Área Play ( $\text{km}^2$ ): (B1)
2. Cantidad de yacimientos conocidos: (B2)
3. Cantidad de Prospectos perforados,  $\geq$  mínimo tamaño geológico: (B3).
4. Total de Prospectos perforados: ( $B4=B2+B3$ ).
5. Cantidad de Prospectos mapeados sin perforar: (B5).
6. Cantidad de lead o estructuras mapeadas: (B6).
7. Total de estructuras mapeadas sin perforar: ( $B7=B5+B6$ ).
8. Gran Total: ( $B8=B4+ B7$ ).
9. Densidad de perspectiva: ( $B9=B8/B1$ ).

#### C. Oportunidades futuras para el Play.

1. Ultima razón aproximada de éxito del Play: ( $C1=B2/B4$ ).
2. Recalculo aproximado del éxito futuro del Play: (Figura 24): (C2).
3. Numero de Prospectos más probables: ( $C3= B7 \times C2$ )
4. Mínimo prospecto a descubrir  $\geq 1$ : (C4).
5. Máximo numero de Prospectos a descubrir: (C5).
6. Media total: ( $C6= (C3+C4+C5)/3$ ).
7. Recalculo de la futura razón de éxito del Play: ( $C7=C6 / B7$ ).
8. Probabilidad (de control geológico) Roca Madre: (C8)
9. Probabilidad (de control geológico) Reservorio: (C9)
10. Probabilidad (de control geológico) Trampa: (C10)
11. Probabilidad (de control geológico) Timing : (C10a)
12. Probabilidad de futuros prospectos a descubrir: ( $C11=C8 \times C9 \times C10 \times C10a$ ).

13. Media: ( $C12 = C7 \times C11$ )

14. Coeficiente de acierto (C1 o cálculo estadístico): (C13)

15. Cantidad de prospectos a descubrir con menor riesgo: ( $C15 = C13 \times C6$ )

16. Riesgo regional del play : ( $C16 = C6 \times C11$ )

**D. Futuro tamaño del yacimiento ( $10^6 \text{ m}^3$  recuperables).** En la Figura 26. mostramos la serie de distribución de los tamaños de los Prospectos. Se toma el mínimo y máximo tamaño del prospecto del área de estudio o distribución estadística de los objetos perforados en valores absolutos sin tener en cuenta la unidad de medidas y se determinan los valores más probables y el valor medio.

1. Mínimo volumen de prospecto descubierto: (D1)
2. Volumen mas probable: (D2)
3. Volumen máximo : (D3)
4. Tamaño medio: (D4)
5. Tamaño mas probable con riesgo menor: ( $D5 = C15 \times D4$ )
6. Tamaño mas probable con riesgo mayor: ( $D6 = D5 \times C11$ )

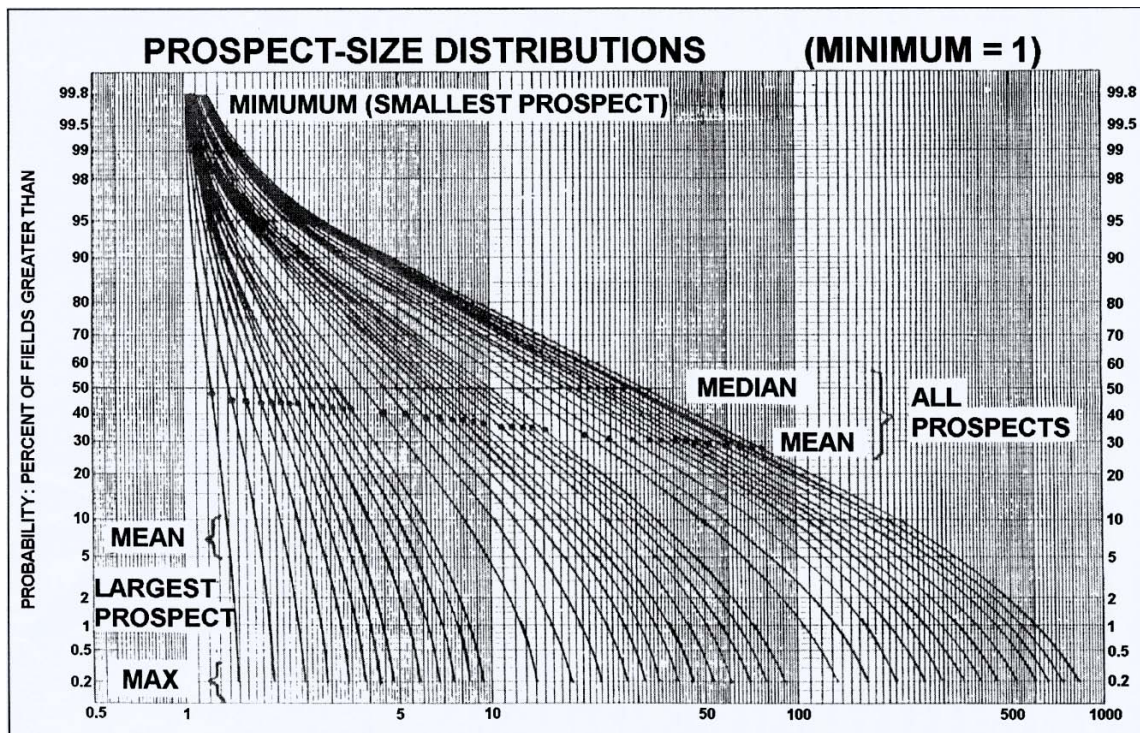


Figura 26. Tamaño estimado del potencial de los Prospectos (Treesh, 2008)



### III.2 Prospectos

Para valorar el peso económico de un prospecto, mediante el análisis volumétrico, debemos de dejar bien claro cuales son los valores máximo, mínimo y de valor central de sus parámetros como son, la permeabilidad, porosidad, espesores, saturación de hidrocarburos, así como aquellos espaciales o estructurales, como las superficies que encierran al reservorio (tanto en el tope como en la base), posibles puntos de fuga de hidrocarburos, etc. Para la evaluación de estos parámetros se deben de evaluar en todos los pozos relevantes en la zona, e interrelaciones entre estos parámetros y las facies y sus tendencias.

#### A. Metadata del

##### Prospecto:

1. Nombre Play: \_\_\_\_\_
2. Prospecto: \_\_\_\_\_
3. Roca Madre: \_\_\_\_\_
4. Tipo de Reservorio: \_\_\_\_\_
5. Tipo de Trampa \_\_\_\_\_

#### Valores de los parámetros

<b>B.Trampa</b>		Min.	Prob.	Máx.	Media
1. Área del cierre (m <sup>2</sup> )	P1				
2. Espesor Total Reservorio (m)	P2				
3. Altura del Cierre (m)	P3				
4. Corrección geométrica	P4 (P4a,P4b) Figura 27				
a) Espesor/Altura	P4a=P2/P3				
b) Trampa rel. Largo/Ancho	P4b				
5. Corrección reservorio (m)	P5=P4 x (el menor entre P2 y P3)				
6. Volumen Total (km <sup>3</sup> )	P6=P1 x P4				
<b>C. Reservorio</b>					
1. Razón Espesor Neto/Total	P7				
2. Porosidad (frac.)	P8				
3. Saturación HC (frac.)	P9				
5. Coeficiente de recalcu	P10				
6.Coeficiente de entrega	P11				
<b>D. Recursos recuperables con riesgo (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	P12=P6xP7xP8xP9xP10xP11x Probabilidad condicional Neta Prospecto				

La corrección de geometría de trampa reduce la altura de cierre o espesor del reservorio obteniéndose un área de cierre estructural mejor considerando el posible hidrocarburo contenido (Figura 27).

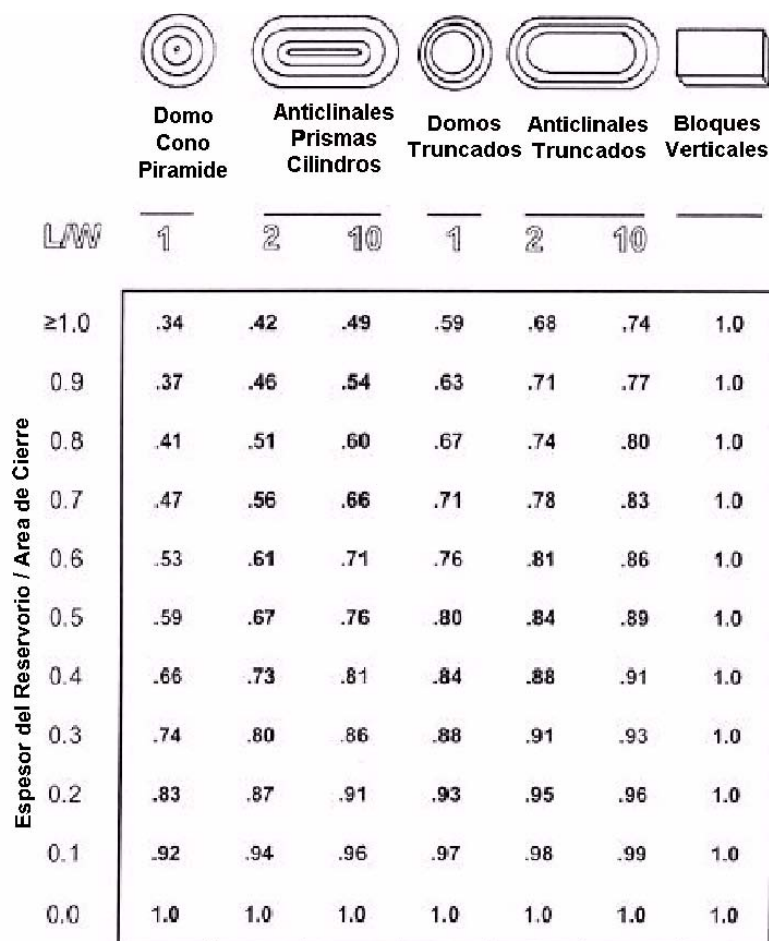


Figura 27. Corrección de geometría de trampa en función de su cierre (Treesh, 2006)

### III.3 Valoración de los recursos.

En la industria petrolera, los modelos de riesgo e incertidumbre por lo general se estudian en los pozos, los yacimientos, prospectos, play etc.

Sin embargo, se pueden utilizar modelos similares para explorar los flujos de recursos en la perforación, explotación, en la extracción y los flujos de caja para las inversiones de la explotación. También el impacto potencial de riesgos menos convencionales, tales como riesgos políticos, amenazas terroristas, decisiones en el ámbito legal, regulaciones ambientales y muchas otras.

Otro de los factores que influyen en la estimación del riesgo es el hecho de que, cuando los responsables de tomar decisiones evalúan una potencial inversión, tienen en cuenta no sólo



los riesgos implícitos, sino también el capital de la compañía que se expone a la posibilidad de pérdida. Los economistas han asumido por lo general, que el grado de aversión al riesgo disminuye a medida que aumenta la riqueza, y que a medida que una compañía se enriquece, se encuentra mejor preparada para afrontar proyectos más riesgosos y de mayor envergadura. Hay que tener en cuenta que los procesos descritos anteriormente, no son los únicos que existen. Si bien un análisis cuantitativo estructurado, forma parte del proceso estándar de toma de decisiones, la intuición y la subjetividad individual son sumamente importantes (Figura 28).

La mitad inferior de la figura (azul) muestra los medios cuantitativos, como el flujo de fondos descontado y el análisis de Monte Carlo, utilizados para analizar el riesgo y tomar decisiones. En la mitad superior (rosado) se observan los medios cualitativos que se pueden utilizar para el mismo tipo de análisis. A menudo se produce una tensión entre los dos (flechas blancas); por ejemplo, cuando los ejecutivos se basan en su intuición y no en las cifras. Los investigadores están abocados a la tarea de descubrir, cómo toman sus decisiones los individuos, los cuales se concentran en los aspectos cualitativos de la decisión. Una vez que se comprenda este aspecto, el próximo paso será encontrar la relación entre ambos.

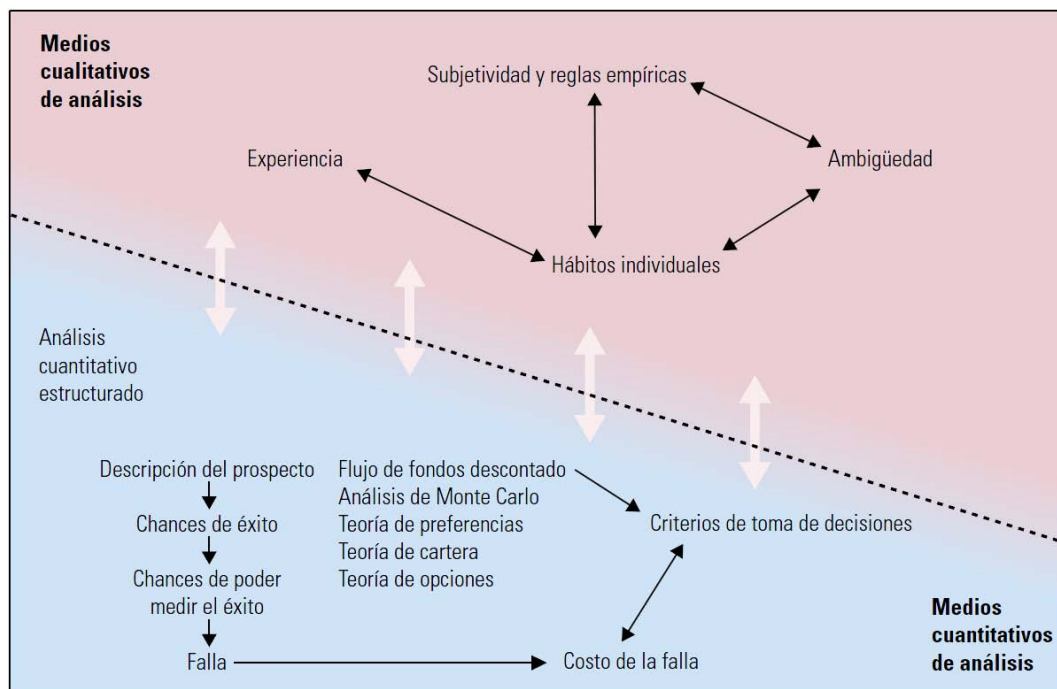


Figura. 28. Diversos aspectos de la toma de decisiones, (Bailey, 2001)

El eje vertical del modelo representa el tipo de decisión a considerar, que incluye decisiones de mayor nivel (por ejemplo, si ingresar o no en una nueva cuenca o en un Play y se encuentran en la mitad superior del modelo, y decisiones más operativas y rutinarias que corresponden a la mitad inferior.

La posición a lo largo del eje horizontal refleja la cultura de la compañía. Algunas confían fundamentalmente en un análisis cuantitativo "riguroso," con relativamente escaso aporte subjetivo y, por lo tanto, estarían ubicadas en el lado izquierdo del modelo y otras compañías se encuentran en el lado opuesto. Esto explica quizás algunos de los problemas que surgen a la hora de tomar decisiones en alianzas o sociedades, cuando los diferentes socios pueden ocupar diferentes posiciones sobre este eje de la gráfica.

También existe una relación entre los factores cuantitativos estructurados y cualitativos no estructurados: la subjetividad de la persona responsable de tomar la decisión, influye sobre los números que ingresan en el análisis cuantitativo. Cada vez más, la industria de E&P reconoce la necesidad de expresar las estimaciones en rangos probabilísticos, en lugar de ser sólo valores tomados al azar.

Existe una fuerte evidencia de la influencia de los prejuicios y predisposición en las estimaciones de los proyectos de exploración y producción y son:

- ✓ Los rangos de predicción de los parámetros clave son demasiado estrechos, ya que se subestiman las incertidumbres (Capen, 1976).
- ✓ Los campos descubiertos, por lo general contienen sólo alrededor del 40% de los volúmenes de petróleo (en los mejores casos) previstos antes de comenzar las perforaciones de exploración.
- ✓ Los proyectos de alto riesgo fracasan cuatro veces más de lo previsto porque se subestima el riesgo (Norwegian, 1997)
- ✓ Los costos reales de los pozos, a menudo exceden los costos previstos entre un 20% y un 100%.
- ✓ Las proyecciones económicas y los patrones utilizados para medir y clasificar las operaciones, a menudo no están calibrados y pocas veces se comparan con los resultados reales

Como elemento ejemplarizante tenemos que una importante compañía de petróleo y gas presentó los siguientes parámetros reales en comparación con los previstos, en proyectos realizados en distintos lugares del mundo:

- ✓ las erogaciones de capital fueron superiores como promedio en un 95%.
- ✓ los gastos operativos superaron las previsiones en un 140%
- ✓ la producción de petróleo comenzó tres años más tarde que lo previsto.
- ✓ las tasas de producción promedio, son del 65% respecto de las estimadas (Smith, 1997).

Es un problema de la organización, corregir las tendencias personales, tales como prejuicios, predisposición y preferencias, que inciden en los pronósticos, , relacionado con los individuos, los sistemas de incentivos, los procedimientos coherentes, la cultura de la corporación y el liderazgo.

Un ejemplo, es la recalibración de pronósticos de una exploración en el Mar del Norte (Noruega) Figura 29, donde la compañía ha sido siempre demasiado optimista al pronosticar el tamaño de las prospecciones para favorecer su inclusión en las solicitudes de las concesiones.

El eje de las abscisas muestra el tamaño de las prospecciones esperadas. El eje de las ordenadas, muestra los descubrimientos reales registrados. La diagonal central (azul) representa una calibración perfecta. La diagonal superior (amarillo) representa los pronósticos subestimados. La diagonal inferior (rojo) representa los pronósticos sobreestimados. La gran mayoría de los pronósticos se encuentra por debajo de la diagonal central, lo cual por definición, representa la influencia de la subjetividad de los operadores en las estimaciones. Sólo se incluyen datos de descubrimientos realizados. (Adaptación de Norwegian Petroleum Directorate, Noruega, 1997.)

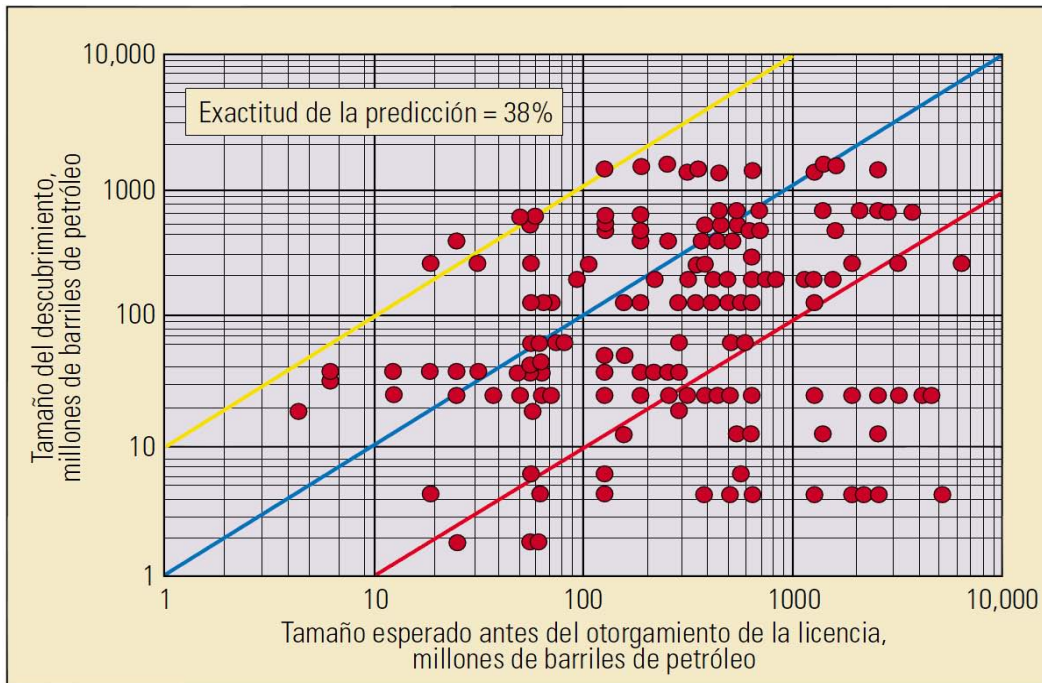


Figura 29. Recalibración de pronósticos de una exploración en el Mar del Norte (Noruega)

Otra de las formas de determinar la eficiencia de la exploración es la relación entre la acumulación del número de descubrimientos y la acumulación de los volúmenes de reservas encontrados (Meissner, 1981) (Figura 29a).

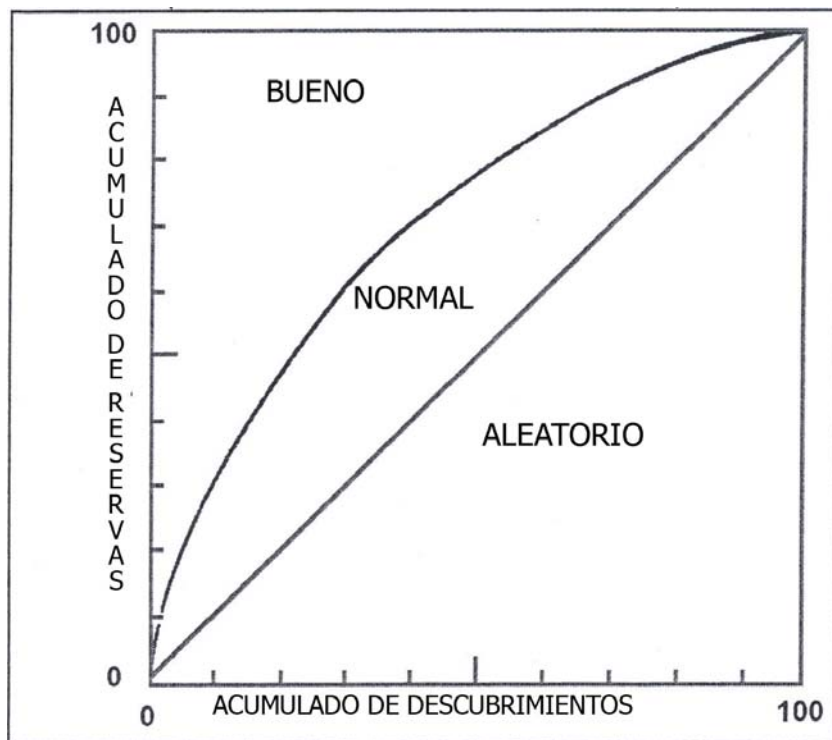


Figura 29a. Grafico de la eficiencia de la exploración (Meissner, 1981),

La diagonal representa un ritmo de descubrimientos uniforme, mientras que la parte superior izquierda, nos representa un ritmo de descubrimiento muy bueno. Ahora, de la diagonal hacia abajo se considera una eficiencia en la exploración errática y accidental. La eficiencia de la exploración depende del carácter de la distribución en volumen de los prospectos que puede ser uniforme o muy fragmentado y del conocimiento geológico, métodos y herramientas empleadas, habilidades y política conceptual de los exploradores, etc.

Muchos factores de riesgo anteriormente señalados se modelan, calculan y se introducen en los cálculos, pero debido a su complejidad y envergadura no formaran parte de esta tesis.

La valoración de los recursos petroleros se determinan en cuatro niveles o estadios (White, 1987):

1. Prospectos
2. Play (parámetros geológicos similares)
3. Sistema Petrolero (grupo de Play)
4. Cuenca sedimentaria (grupo de sistemas).

Estas valoraciones según su estadio se dividen en 8 categorías para el cálculo de sus recursos (Charpentier, 1986):

- 1) área perspectiva por parámetros de áreas análogas (nivel 3)
- 2) cálculo volumétrico análogas (niveles 1 al 3 )
- 3) cálculo asumiendo que los Prospectos no descubiertos siguen una distribución estadística normal (nivel 2)
- 4) extrapolación histórica (todos los niveles)
- 5) balance material geoquímica (calcula a través de la generación, expulsión, migración, entrapamiento, etc.) (niveles 1 a 3)
- 6) métodos probabilísticos de simulación por Monte Carlo (niveles 1y 2)

Las técnicas de simulación de Monte Carlo permiten realizar una evaluación más precisa y tomar mejores decisiones, pero resultan inútiles si sus bases no se han preparado convenientemente, y si los responsables de tomar las decisiones pasan por alto algún detalle o elemento importante en la exploración o no comprenden algo, toda la superestructura del análisis sofisticado puede estar construida sobre cimientos defectuosos (Bailey, 2001).

El primer paso fundamental para tomar una decisión efectiva es el "encuadre" del problema, lo cual implica designar un equipo de expertos en las disciplinas necesarias, para encarar el problema, para luego obtener de estas personas toda la información básica, como por ejemplo:

- ¿Qué es lo que se sabe?: **hechos y valores**
- ¿Qué es lo que no se conoce?: **riesgos e incertidumbres**
- Problemas o aspectos difíciles
- ¿Qué decisiones ya han sido tomadas?: **política de la compañía.**

Este encuadre, le permite al equipo de trabajo, concentrarse en los elementos fundamentales que conforman las decisiones que se deben tomar y en las variables que ejercen una mayor influencia.

La razón principal para la aplicación de la simulación de Monte Carlo es para valorar los recursos especulativos de hidrocarburos en el prospecto a estudiar.

Sabemos que el valor exacto de cada parámetro no es conocido, pero si podemos deducir su rango y distribución

El método de Monte Carlo posee diferentes propiedades:

- ✓ Puede ser aplicado a cualquier tipo de cálculo que involucra variables aleatorias.
- ✓ No hay ningún límite al número de variables que puede ser considerado.
- ✓ Las distribuciones para cada variable aleatoria pueden ser representadas por diferentes modelos como son los normales, lognormal, normal triangular o descrito por una distribución de frecuencia acumulativa.
- ✓ Se necesitan un gran número de iteraciones en la simulación para aspirar a una tendencia normal de los resultados.

El método analiza cada variable y teniendo en cuenta su tipo de distribución o forma, genera un número aleatorio dentro de ese rango y distribución.

La evaluación de los recursos extraíbles por el método volumétrico (determinista), se consideran variables independientes, que son combinadas en una cantidad determinada de interacciones en el método de Monte Carlo, según el modelo de distribución más apropiado (Tabla XXXIV).

Tabla XXXIV. Definición de los parámetros según sus distribuciones

PARAMETROS	UM	Uniforme	Triangular
Área Efectiva [m2]	metros2		x
Espesor Efectivo [m]	metros		x
Porosidad Efectiva	fracción		x
Saturación de Petróleo	fracción		x
Coefficiente Recálculo	fracción	x	
Coefficiente Entrega	fracción		x

Los parámetros a evaluar serán:

Recursos Extraíbles = Área x Espesor Efectivo x Porosidad Efectiva x Saturación de Petróleo x Coeficiente de Recalculo x Coeficiente de entrega (Tabla XXXV). Obtendremos n (cantidad de interacciones) valores de recursos (Tabla XXXVI) los cuales tenderán a distribuirse normalmente, obteniendo valores extremos (mínimos, máximos y centrales) más probables.

Tabla XXXV. Parámetros determinísticos para el cálculo de recursos extraíbles.

PARAMETROS PARA CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS RECURSOS EXTRAIBLES				
Parámetros	Mínimo	Medio	Máximo	UM
Área Efectiva del objetivo	1010000	2327000	4548000	m2
Espesor Efectivo	70	105	125	m
Porosidad Efectiva	0.11	0.14	0.15	fracc.
Saturación de Petróleo	0.7	0.75	0.8	fracc.
Coefficiente Recálculo	0.91	0.91	0.91	fracc
Coefficiente Entrega	0.07	0.075	0.08	fracc
Reservas Supuestas	0.347	1.751	4.966	MMm3
Probabilidades	0.05	0.80	0.15	fracc.

Tabla XXXVI. Valores generados mediante la simulación Monte Carlo.

<b>Min.</b>	<b>0.658</b>	1141122	72.04	0.11115	0.70037	0.91000	0.07049
<b>Max.</b>	<b>3.578</b>	4457888	124.66	0.14949	0.79525	0.91000	0.07944
<b>Med.</b>	<b>1.785</b>	2649285	98.81	0.13302	0.74948	0.91000	0.07517
<b>No</b>	<b>Simula.</b>	<b>Area E.</b>	<b>Esp. E.</b>	<b>Poro. E.</b>	<b>Sat. Pet.</b>	<b>Coef. Rec.</b>	<b>Coef. Entr.</b>
		<b>m2</b>	<b>m</b>	<b>fracc.</b>	<b>fracc.</b>	<b>fracc.</b>	<b>fracc.</b>
1	3.125	4014225	113.55	0.13816	0.71671	0.91000	0.07608
2	2.560	3985237	87.47	0.14169	0.77007	0.91000	0.07395
3	2.273	3411290	92.60	0.13467	0.76700	0.91000	0.07654
4	1.640	2545565	103.08	0.11893	0.77155	0.91000	0.07486
5	2.330	3372609	108.98	0.12567	0.75672	0.91000	0.07325
6	1.163	1807612	96.36	0.13251	0.76170	0.91000	0.07271
7	1.650	2247759	101.59	0.13240	0.79117	0.91000	0.07580
8	0.902	1406652	97.87	0.12879	0.72136	0.91000	0.07749
9	3.075	3594201	112.25	0.14545	0.75876	0.91000	0.07590
10	1.536	2083655	100.93	0.13406	0.76782	0.91000	0.07796
23	1.784	2399291	101.04	0.14036	0.76132	0.91000	0.07569
24	1.085	1749654	85.20	0.13779	0.76899	0.91000	0.07547
25	2.438	4045561	103.08	0.11619	0.74338	0.91000	0.07436
26	2.037	2767626	100.37	0.14179	0.75043	0.91000	0.07571
27	2.974	3425664	117.82	0.14303	0.73371	0.91000	0.07716
28	1.982	4212719	75.13	0.12531	0.75820	0.91000	0.07241
°	1.432	1853099	109.40	0.14368	0.73675	0.91000	0.07334
°	2.682	3399410	108.09	0.14001	0.76249	0.91000	0.07513
50	2.092	2906668	110.02	0.12169	0.75694	0.91000	0.07805
51	2.248	3089645	109.54	0.13733	0.72271	0.91000	0.07355
°	1.625	2005283	116.01	0.13911	0.72252	0.91000	0.07638
100	0.798	1166938	89.83	0.14287	0.77416	0.91000	0.07566
°	1.112	1836870	94.47	0.13575	0.72160	0.91000	0.07190
5000	1.959	2637108	113.50	0.12160	0.77589	0.91000	0.07624
°	0.777	1578551	74.79	0.13323	0.72608	0.91000	0.07478
°	1.879	2343833	104.16	0.14483	0.78449	0.91000	0.07443
100000	1.635	2857472	83.28	0.13951	0.73820	0.91000	0.07331

Con esa cantidad de valores generados aleatoriamente, confeccionamos distribuciones de frecuencia (Tabla XXXVII) y sus curvas de distribución (Figura 30.).



Tabla XXXVII. Distribución de frecuencia de los valores generados

No	Desde	Hasta	Frec.	Frec. Acum	FREC. Norm	MarcaClase	Lim. Inf	Lim. Sup
1	0.6584	0.9238	18	18	0.0360	0.7911		
2	0.9238	1.1892	67	85	0.1700	1.0565	1.017	
3	1.1892	1.4546	70	155	0.3100	1.3219		
4	1.4546	1.7200	86	241	0.4820	1.5873		
5	1.7200	1.9854	89	330	0.6600	1.8527		
6	1.9854	2.2507	62	392	0.7840	2.1181		
7	2.2507	2.5161	46	438	0.8760	2.3834		
8	2.5161	2.7815	35	473	0.9460	2.6488		
9	2.7815	3.0469	18	491	0.9820	2.9142		2.678
10	3.0469	3.3123	7	498	0.9960	3.1796		
11	3.3123	3.5777	2	500	1.0000	3.4450		

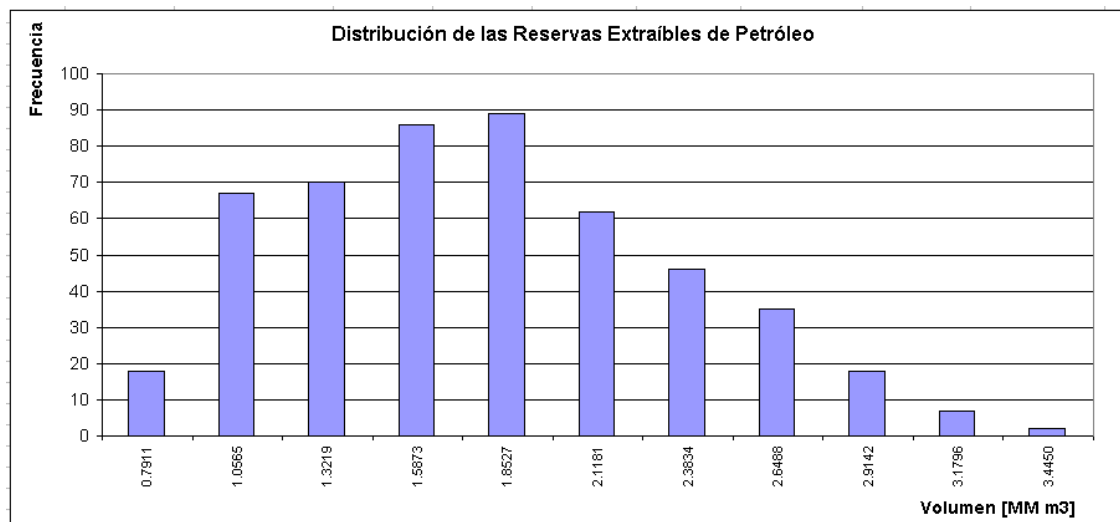


Figura 30. Curva de distribución de las reservas extraíbles generados

En la Figura 31 ejemplificamos el modo de operación del cálculo por el método de Monte Carlo aplicado a la evaluación de parámetros de control geológico y valoración de reservas de hidrocarburos.

Tipo de Reservas	Reservas [MM m3]		Prob.	M. Clase [MM m3]	Valor \$MM
	Desde	Hasta			
Reserva Min. Probable (RMinP)	0.863	0.00	0.150	0.801	137.060
Reservas mas Probable (RMasP)	0.00	7.02	0.700	7.024	1201.820
Reserva Max. Probable (RMaxP)	7.02	14.170	0.150	10.227	1749.953
Total			1.000		

Resultado final	Pozo: ONSHORE de tipo Vertical.
Este objetivo tiene un riesgo ALTO con un recompensa ALTA.	

Figura 31. Resultados de las reservas extraíbles generados

Un aspecto importante en la toma de decisiones es el tiempo, es decir, determinar "cuándo" tomar la decisión. Las condiciones y la información pueden cambiar con el transcurso del tiempo, por lo tanto, si las decisiones se toman a destiempo, el resultado se verá alterado.

Muchas compañías petroleras utilizan árboles de decisión como método de ayuda para la toma de decisiones. Los árboles de decisión ilustran las opciones disponibles, las incertidumbres que enfrenta el responsable de tomar la decisión y los resultados estimados de cada decisión posible. Estos árboles permiten poner en claro las opciones, los riesgos, los objetivos, las ganancias monetarias (Valor Monetario Esperado (VME) o Valor Actual Neto (VAN) y las necesidades de información implícitas en las decisiones referidas a inversiones (Newendorp, 1976). Al estimar un valor para cada resultado posible y establecer una probabilidad de que ocurra cada uno de estos resultados, se puede calcular el valor global esperado resultante de la decisión. Las decisiones aparecen como puntos en el enramado del árbol como si fueran nodos. Cada resultado posible está representado por una rama. Los árboles de decisión pueden ser simples, con un número limitado de ramas y nodos, o más complicados con muchas bifurcaciones. (Figura 32).

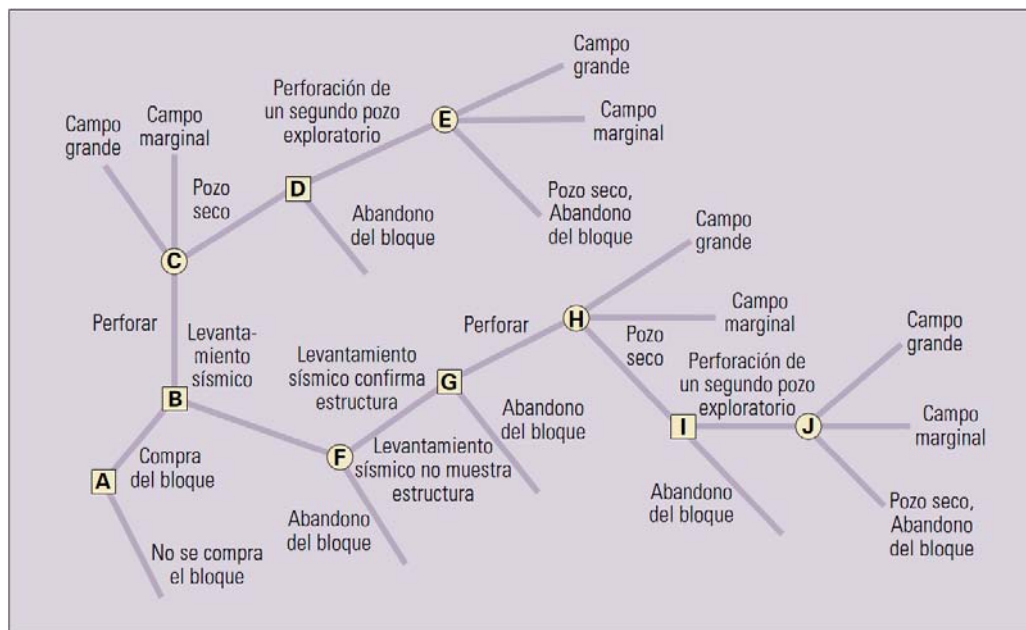


Figura 32. Árbol de decisión de acción alternativos y toma de decisiones (Bailey, 2001).

Un árbol de decisión presenta cursos de acción alternativos, las consecuencias financieras de cada uno de ellos y asigna una probabilidad de que ocurran hechos en el futuro. Toda esta información permite determinar el Valor Monetario Esperado de cada resultado.

El concepto asociado de Valor Monetario Esperado (VME) permite evaluar potenciales inversiones, para determinar si conviene o no realizar una inversión. El valor actual neto es la suma de los flujos de fondos descontados y representa la diferencia entre los valores

actuales (descontados) de los egresos de fondos a lo largo de la vida del proyecto y los valores actuales de los ingresos de fondos.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

donde:

**VAN** Valor Actual Neto.

**V<sub>t</sub>** representa los flujos de caja en cada periodo **t**.

**I<sub>0</sub>** es el valor del desembolso inicial de la inversión.

**n** es el número de períodos considerado.

**k** es el tipo de interés

Si el **VAN>0**, la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r), y el proyecto puede aceptarse.

Si el **VAN<0**, la inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r) y el proyecto debería rechazarse.

Si el **VAN=0**, la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas y dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios

Si al final se evalúan varios los prospectos dentro de un Play y se procede a realizar el ordenamiento e inventario de los prospectos y lead (overall ranking of prospect) (SPT, 1994), en función de las reservas calculadas, nivel de riesgo y por las reservas ponderadas por el riesgo (Tabla XXXVII).

Tabla XXXVII. Orden de los Prospectos (Overall Ranking Prospect), (SPT, 1994)

Prospecto	Reservas(Mm3)	Rank Reservas (sin riesgo)	Prob. Neto	Rank prob. (con riesgo)	Riesgo Reservas	Rank Final
San Lázaro	0.74	1	0.0642	1	0.047508	1
Vía Crucis	0.507	2	0.0589	2	0.0298623	2
Esperanza	0.472	4	0.0574	4	0.0270928	3
P.E. Sur	0.42	5	0.0572	5	0.0268268	4
Fraile Sur	0.426	3	0.0578	3	0.024276	5

## **CAPITULO IV. VALIDACION DE LA METODOLOGIA.**

Con el estudio de biomarcadores, propiedades fisicoquímicas realizados a los petróleos de los yacimientos, pozos aislados y manifestaciones presentes en la región, así como de los extractos de petróleo obtenidos de varias rocas madre de las existentes en el Occidente de Cuba analizadas con técnicas de pirólisis Rock Eval y otros métodos se pudo determinar la existencia de 4 sistemas petroleros en Cuba Occidental, que son:

1. Sistema Petrolero J3/K1- Grupo Veloz (!), asociado a la Familia I de Crudos Cubanos.
2. Sistema Petrolero Carmita/Constancia- Ofiolitas (!), asociado a la Familia III de Crudos Cubanos.
3. Sistema Petrolero K1/K2, Polier (!), asociado a la Familia III de Crudos Cubanos.
4. Sistema Petrolero, asociado a la Familia II de Crudos Cubanos.

Como aplicación de la metodología expuesta en esta tesis, evaluaremos el Sistema petrolero Grupo Veloz/ Grupo Veloz (!), localizado en la región Norte - Occidental de Cuba cuyo play fundamental es la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP).

### **IV.1. Caracterización del Sistema Petrolero.**

El área a estudiar se encuentra ubicada en la costa norte de las provincias de Ciudad de la Habana, La Habana y Matanzas, en una franja que se extiende desde la Bahía de La Habana hasta la zona de Majaguillar, la cual comprenden los Bloques de licitación 7, 7a y 9, tanto costa adentro como costa afuera (Figura 33). Esta área es operada fundamentalmente por la compañía CUPET de capital estatal cubano y otras compañías foráneas. Sus hidrocarburos pertenecen a la Familia I (deposición en ambiente marino carbonático algo siliciclástico muy anóxico).

La geología del subsuelo de estos sectores es una de las mejores conocidas del país. Se le conoce como zona petrolera desde principios del siglo XX (vea en la introducción, antecedentes)

La FNCP, contiene secuencias de aguas profundas pertenecientes a la Unidad Tectonoestratigráfica (UTE) de Placetas y Camajuaní del dominio Las Villas como parte del proto-caribe (Bahamas) donde se encuentran los reservorios principales. Son rocas sedimentarias depositadas entre el Jurásico y el Cretácico en un régimen extensional, que

consecuentemente fueron sobrecorridas hacia el norte del propio margen entre el Cretácico Tardío y el Eoceno Medio durante un evento compresivo desarrollado de Sur a Norte.

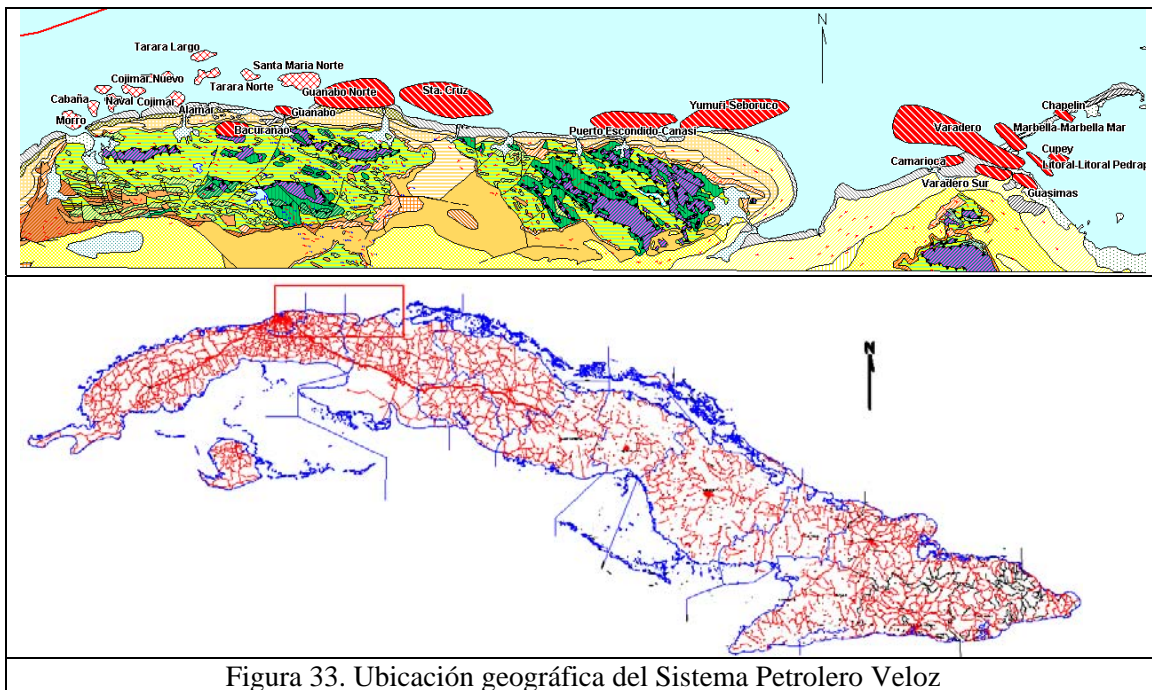


Figura 33. Ubicación geográfica del Sistema Petrolero Veloz

Asociados con los carbonatos de las UTE Placetas y Camajuaní y que se conocen bien en las cuencas correspondientes a las culminaciones de los cabalgamientos y orógenos colapsados, están los sedimentos sinorogénicos del Campaniano – Eoceno Medio constituidos por mudstones / claystones, limolitas, areniscas, conglomerados y olisto - mélanges, mayormente depositados en contextos flyschoides en pendientes de aguas profundas.

Los olistostromas contienen olistolitos derivados tanto de las UTE carbonatadas como del Terreno Zaza (Sánchez-Arango, 2009).

Los reservorios con reservas económicas hasta ahora corresponden a los carbonatos altamente fracturados de la UTE Placetas. Los pliegues han sido probablemente complicados adicionalmente por accidentes de cizalla. Estos se encuentran en los yacimientos Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Yumurí, Varadero, Camarioca, Cantel, Varadero Sur y Guásimas. La calidad de sus reservorios, además de la fracturación se incrementa por los procesos de corrosión y disolución principalmente (Tabla XXXVIII).

Tabla XXXVIII. Yacimientos cubanos descubiertos en FNCP (modificado Echevarria, 2002)					
Yacimiento	Año de descubrimiento	Litología	UTE	Edad	Profundidad media (m)
Bacuranao	1914	Serpentina	Zaza	Pre - Campaniano	800
Santa Maria	1956	Serpentina	Zaza	Pre - Campaniano	1600
Peñas Altas	1956	Serpentina, Areniscas	Zaza	Aptiano	800
Guanabo	1968	Serpentina, Areniscas	Zaza	Aptiano	900
Boca Jaruco	1969	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1500
Varadero	1971	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1500
Chapelin	1971	Carbonatos	Camajuaní	J3 - K1	1800
Camarioca	1971	Serpentina, Carbonatos	Zaza - Placetas	Aptiano	800
Yumurí	1971	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1500
Varadero Sur	1974	Carbonatos	Placetas	Aptiano	1500
Guasimas	1974	Carbonatos	Placetas	Aptiano	1500
Marbella	1975	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1300
Cantel	1978	Serpentina, Carbonatos	Zaza - Placetas	Aptiano	600
Majaguillar	1988	Carbonatos	Placetas	J3 - K1 Sinorogénico	1500
Litoral Piedra	1990	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1700
Cupey	1994	Carbonatos		J3 - K1	1800
Puerto Escondido	1995	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	900
Canasí	1998	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1500
Seboruco	1999	Carbonatos	Placetas	J3 - K1	1500

Acumulaciones industriales pequeñas pero muy abundantes también se han encontrado en el Terreno Zaza, en serpentinitas fracturadas y cataclastizadas de los yacimientos de Cruz Verde, Bacuranao, Tarará, Guanabo-Brisas y Cantel. Se han encontrado producciones significativas en pozos de Cojimar y Bacuranao. (Figura 34), Tabla (XXXVIII).

Los sellos locales y regionales más importantes corresponden a los sedimentos argilíticos y arcillas de las secuencias sinorogénicas del Paleoceno – Eoceno, referidos a las formaciones Vega Alta (UTE Placetas) y Vega (UTE Camajuaní).

Otros sellos de importancia local se distinguen en sedimentos terrígenos finos en las formaciones Constancia (Jurásico Superior) y Santa Teresa (Aptiano – Albiano Inferior). En el melange del Terreno Zaza, también son sellos las serpentinitas hidratadas y en las cuencas superpuestas al mismo, los sedimentos flyschoides de las formaciones Vía Blanca y del Grupo Madruga o Mariel según otros autores, entre el Maestrichtiano y el Eoceno Inferior Temprano.

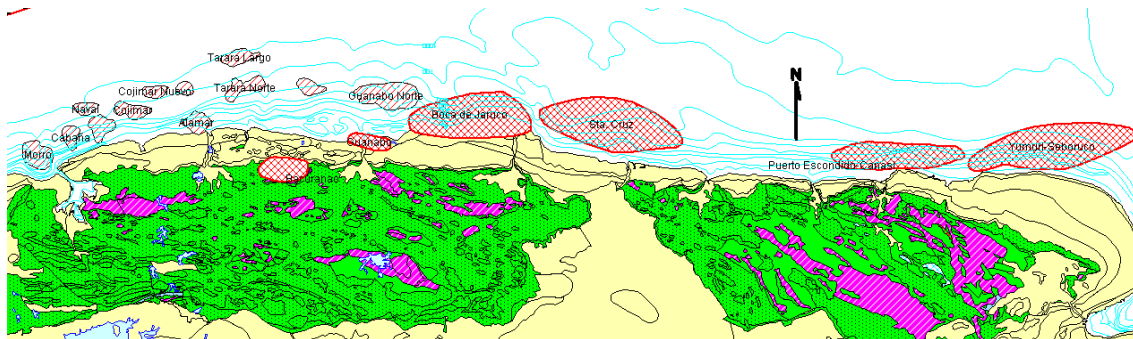


Figura 34. Mapa geológico generalizado del área Morro – Yumurí - Seboruco del Sistema Petrolero Veloz

Las rocas madres potenciales se localizan en los estratos lutíticos que, a manera de intercalaciones a veces rítmicas y laminares, concentran gran cantidad de materia orgánica, depositada en ambiente marino profundo y anóxico. Los mayores valores de TOC tienden a encontrarse en los niveles condensados vinculados a los eventos de máxima inundación de importantes transgresiones, como en el tope del Tithoniano, en el Cenomaniano Inferior y en el Turoniano. Como rocas madres, las formaciones más importantes son: Grupo Veloz (Cifuentes, Ronda y Morena), Constancia y Carmita, todas en la UTE Placetas y Colorada, Margarita y Alunado en la UTE Camajuaní (Sánchez- Arango, 2009).

En la Figura 35 presentamos la tabla de eventos correspondiente al Sistema Petrolero Grupo Veloz/ Grupo Veloz (!).



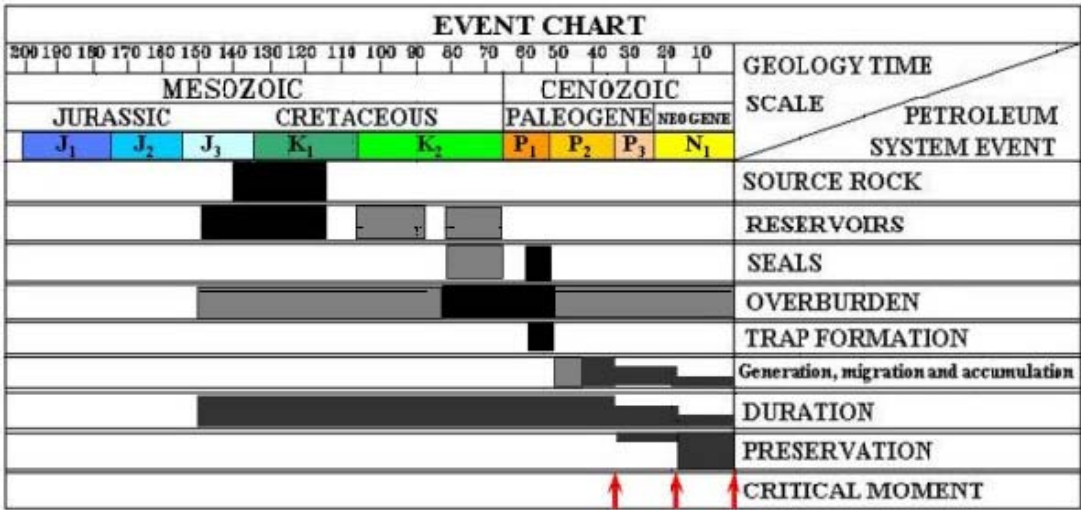


Figura 35. Tabla de eventos del sistema petrolero Grupo Veloz - Grupo Veloz (!). (Domínguez, 2009)

Los últimos datos obtenidos de estos levantamientos sísmicos en el área proporcionaron una mejoría de la calidad de la información que consecuentemente posibilitó precisar un poco más, el modelo geológico, Figura 36 y las estructuras conocidas con el descubrimiento de nuevos prospectos gasopetrolíferos.

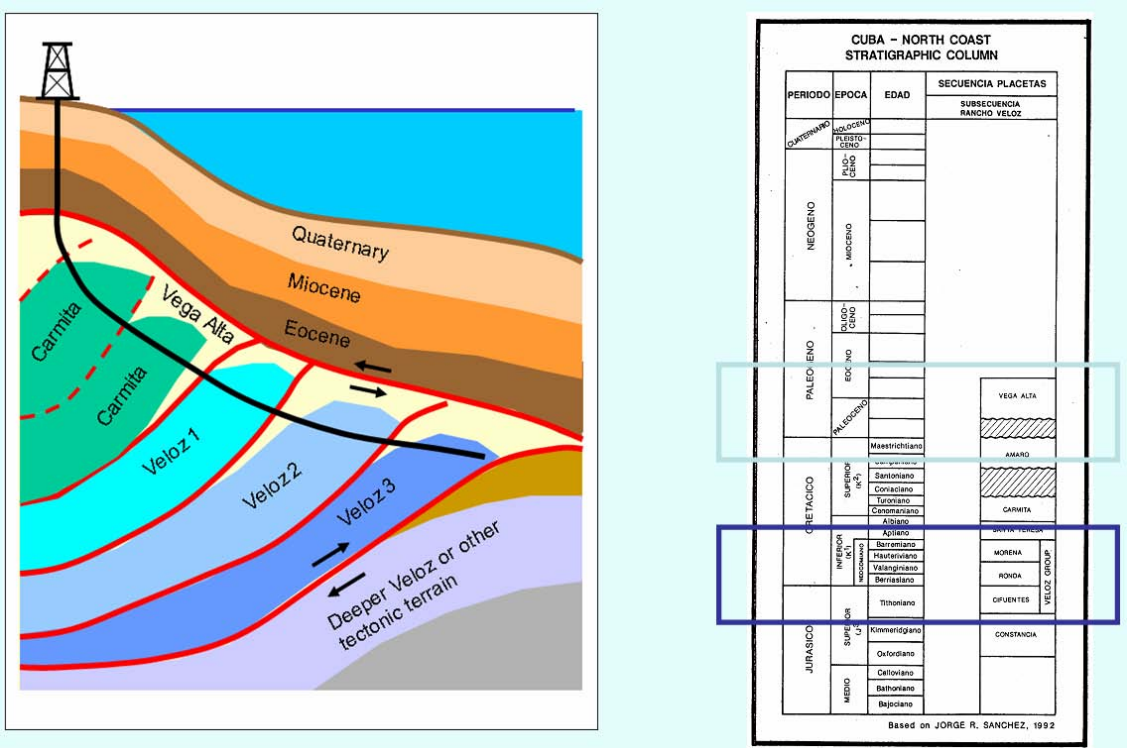


Figura 36. Modelo geológico clásico del play de la FNCP del sistema petrolero Grupo Veloz - Grupo Veloz (!). (Sánchez -Arango, 2009)



No obstante, debido a las características geológicas tan complejas del Cinturón Plegado y sobrecorrido Norte Cubano, necesita ser estudiadas con sísmica 3D, (Figura 37).

Los levantamientos 3D ejecutados en el área costa afuera han constituido un salto en la calidad de la adquisición y se ha mejorado el procesamiento, con el empleo de avanzados software.

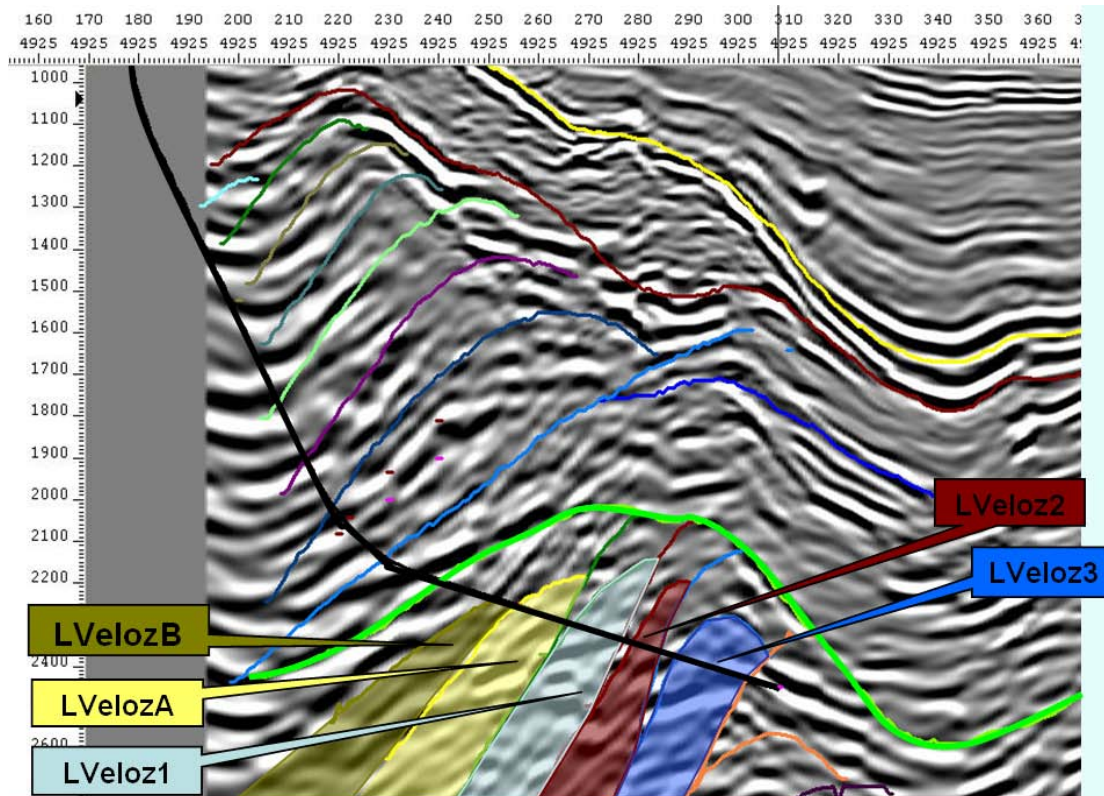


Figura 37. Modelo sísmico 3D de la FNCP del sistema petrolero Grupo Veloz - Grupo Veloz (!). (Sánchez -Arango, 2009)

El play FNCP aporta la mayor producción del país y presenta los siguientes parámetros aproximados (Álvarez, 2007):

- ✓ Área: 5000 km<sup>2</sup>
- ✓ Espesor neto saturado: 240 - 520 m.
- ✓ Porosidad media: 13 - 18%
- ✓ Saturación petróleo y gas: 70 - 85%
- ✓ Factor de recuperación primaria: 7 - 12%.
- ✓ Densidad del petróleo: 10 - 14° API
- ✓ Petróleo "in situ": 120 - 500 Mm<sup>3</sup>.

**IV.2. Valoración geológica del Riesgo del Sistema Petrolero.**

1. Niveles certeza del Sistema Petrolero (Tabla VII): **Grupo Veloz/ Grupo Veloz (!)**
2. Estimación del riesgo del Sistema (Tabla VIII):
  - a. Descripción: Nivel de conocimiento alto, Sistema Perolero esta bien explorado, con algunos descubrimientos. La mayoría de los Play están confirmados, pero algunos todavía están sin confirmar. Algunos levantamientos sísmicos 3D se encuentran en zonas de los descubrimientos y la red sísmica 2D no es muy confiable. La razón de éxito tiene una tendencia al crecimiento. Sistema Petrolero Conocido (¡). Estimación del riesgo del Sistema: **0.63**

**IV.3. Valoración geológica del Riesgo del Play FNCP.**

3. Estimación del riesgo para los modelos geológicos de los Play (Tabla IX):
  - a. Descripción: El modelo es probable, los factores geológicos cumplen cierta tendencia en áreas, yacimientos y prospectos que lo contiene y vecindad. Conceptos validos pero no convincentes. Los datos de control de pozo y sísmica pueden ser erróneos. El modelo es verificable y aplicable al área. Posee ambigüedades o errores. Estimación del riesgo para los modelos geológicos: **0.4.**
4. Evaluación de niveles de estimación del riesgo cualitativo del play (Tabla X):
  - a. Descripción: El análisis se realiza en un Play con un estudio aceptable. Existen mapas estructurales simplificados de las rocas madres y los reservorios. Existe un modelo cualitativo o ideas sobre las bases de maduración y rutas de emigración de hidrocarburo. La estimación del tamaño medio de los Prospectos y el total de Prospectos en el Play se basan en datos estimados o por semejanza. Estimación niveles de riesgo: **0.6**
5. Evaluación de la efectividad de la roca madre con respecto a su volumen, (Tabla XI): **0.6.**
  - a. Descripción: Evaluación dudosa de la roca madre. Suficiente volumen de generación. Ambiente mixto marino o lacustre con materia orgánica sapropélica dispersa. Efectividad de la roca madre: **0.6**
6. Evaluación de la efectividad de la roca madre con respecto a su calidad (Tabla XII):

- a. Descripción: Evaluación dudosa de la roca madre Ambiente mixto marino o lacustre con materia orgánica sapropélica dispersa: **0.4**
7. Evaluación de la riqueza por el contenido de la materia orgánica. (Tabla XIII):
  - a. Descripción: Según (Domínguez, 2009) el contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) para las rocas madres de la FNCP varia entre valores de 2.7 a 14.0 % con una medida de valor central de **1.75 %** por lo que este parámetro se considera como bueno: **0.6**
8. Evaluación de la maduración de la roca madre (Tabla XIV):
  - a. Descripción: Según (Domínguez, 2009) para las rocas madres del play se tienen valores significativos y suficientes de Rock-Eval entre 410 a 450 °C con un valor central de 430 °C, para evaluarlas dentro de una zona de maduración temprana, de transición a gas húmedo y bitumen soluble, con carbonatos, que pueden generar crudos pesados con alto contenido de azufre: **0.5**
9. Evaluación de la eficiencia de la expulsión. (Tabla XV):
  - a. Descripción: Se puede considerar aceptable la eficiencia de la expulsión de la roca madre: **0.5.**
10. Evaluación de la calidad del reservorio del play en función de su ambiente deposicional y la calidad de la información. (Tabla XVI):
  - a. Descripción: Se considera un reservorio de un ambiente deposicional marino, fracturado: **0.5.**
11. Evaluación de la efectividad del reservorio del play en función de su calidad de la información. (Tabla XVII):
  - a. Descripción: Se considera el reservorio heterogéneo, a profundidades mayores de un kilómetro, con información directa en el área: **0.8.**
12. Evaluación de la efectividad de la trampa en función de la información. (Tabla XVIII):
  - a. Descripción: Se considera las trampas mapeadas por sísmica, con incertidumbre en la correlación entre pozos y en la conversión de tiempo a profundidad. Se cuenta con una red sísmica 2D abierta: **0.5.**

13. Evaluación de la efectividad del sello en función de su calidad y tipo estructural. (Tabla XIX):

- a. Descripción: Se considera los sellos combinados, con el tope discontinuo facial y fallado en estilos estructurales de sobreempujes en estructuras complicadas: **0.4**.

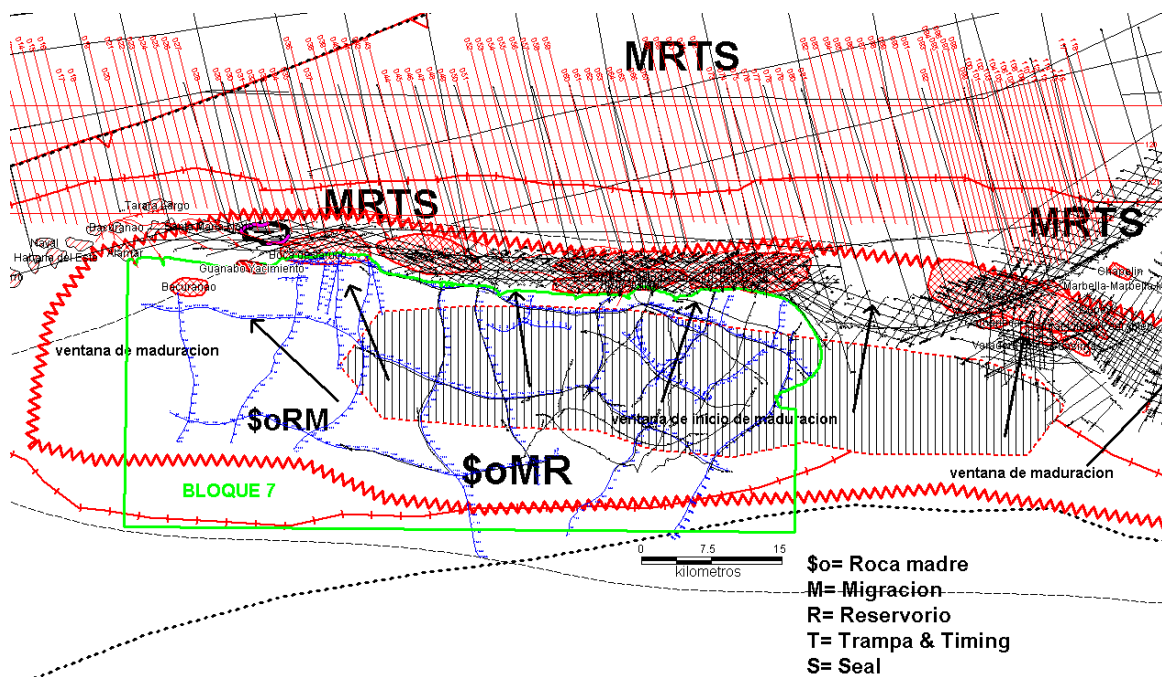
14. Evaluación de la efectividad de la migración. (Tabla XX), Figura 35.

- a. Descripción: Se considera la migración lateral con barreras donde la trampa esta formada antes del tiempo de migración: **0.6**.

15. Evaluación de la efectividad del proceso de preservación en función de la información y procesos geológicos. (Tabla XXI):

- a. Descripción: Se considera que los procesos a preservación del hidrocarburo ocurrió en un momento de cabalgamientos, donde debido a la tectónica las formas, volúmenes y puntos de carga cambian con el tiempo. Existe incertidumbre en la interpretación e información sísmica y de pozos: **0.2**.

16. Mapa sumario de Play de FNCP en el sistema petrolero Grupo Veloz - Grupo Veloz (!) (Figura 38).



#### IV.4. Valoración de los Prospectos y Leads.

En este aspecto, la validación se limitará a evaluar a modo de ejemplo un solo prospecto dentro del play FNCP, el llamado Guanabo Norte. Figura 39.

La revelación del prospecto Guanabo Norte es el resultado de la reinterpretación de la sísmica 3D y reprocesada posteriormente, que tomó como horizonte guía para la correlación un reflector sísmico cercano al tope del reservorio que produce en los pozos Boca de Jaruco.

El momento de la confirmación del prospecto lo constituyó la perforación de un pozo exploratorio. Este pozo cumplió los objetivos que se le plantearon que fueron los de confirmar, la existencia del prospecto que se presenta en forma de estructura cabalgada, confirmar la saturación de petróleo y/o gas en las rocas carbonatadas del Grupo Veloz de edad Jurásico Superior – Cretácico Inferior y así obtener los parámetros necesarios para calcular las reservas probadas y probables de la estructura, para el posible incremento de reservas del país, (Otero, 2009).

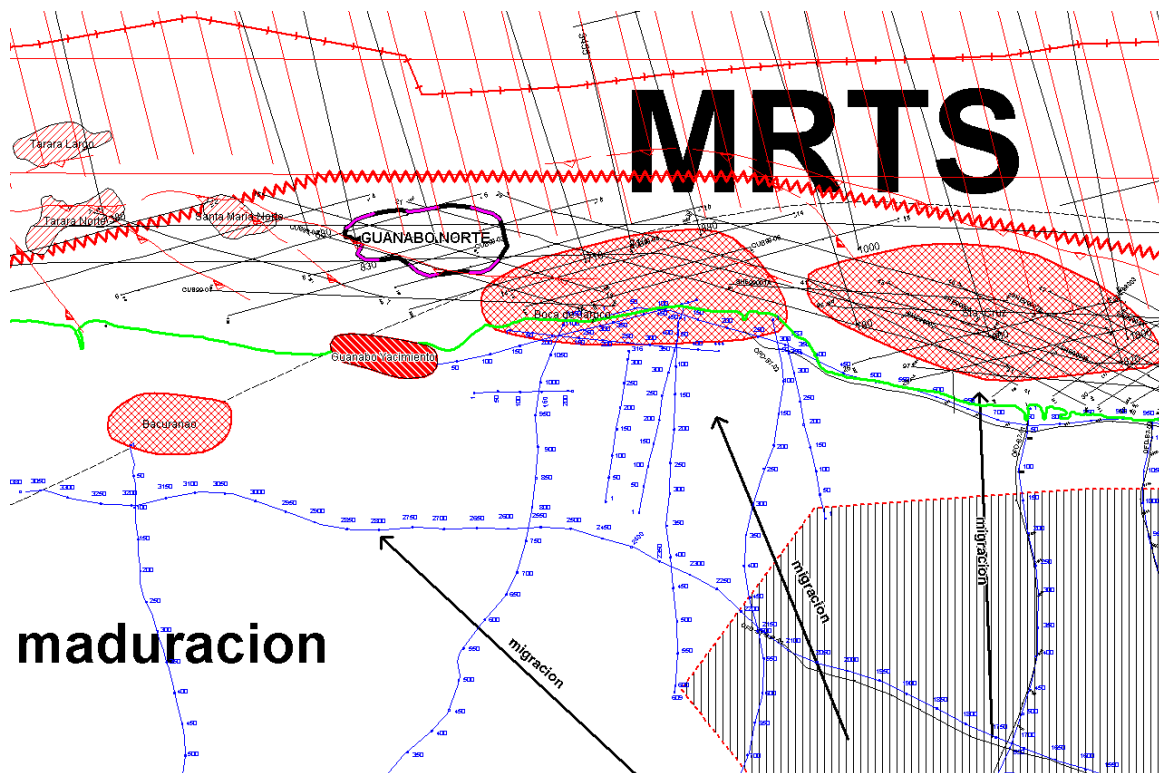


Figura 39. Detalle de la ubicación del prospecto Guanabo Norte del play FNCP

El cuadro sísmico de esta área es muy complicado, donde existe una franja entre la tierra y el área marina sin ninguna información sísmica denominada franja de transición. Existe un



cambio notable en las características del cuadro ondulatorio, de reflexiones de alta energía y amplitud, bajas frecuencias y reflexiones dispuestas desordenadamente, de baja energía, altas a medias frecuencias, con poca o ninguna continuidad lateral. Pese a todos estos inconvenientes se concluye que la respuesta sísmica, ante el medio geológico, fue aceptable. El amarre realizado y la consiguiente interpretación fueron tolerables (Figura 41).

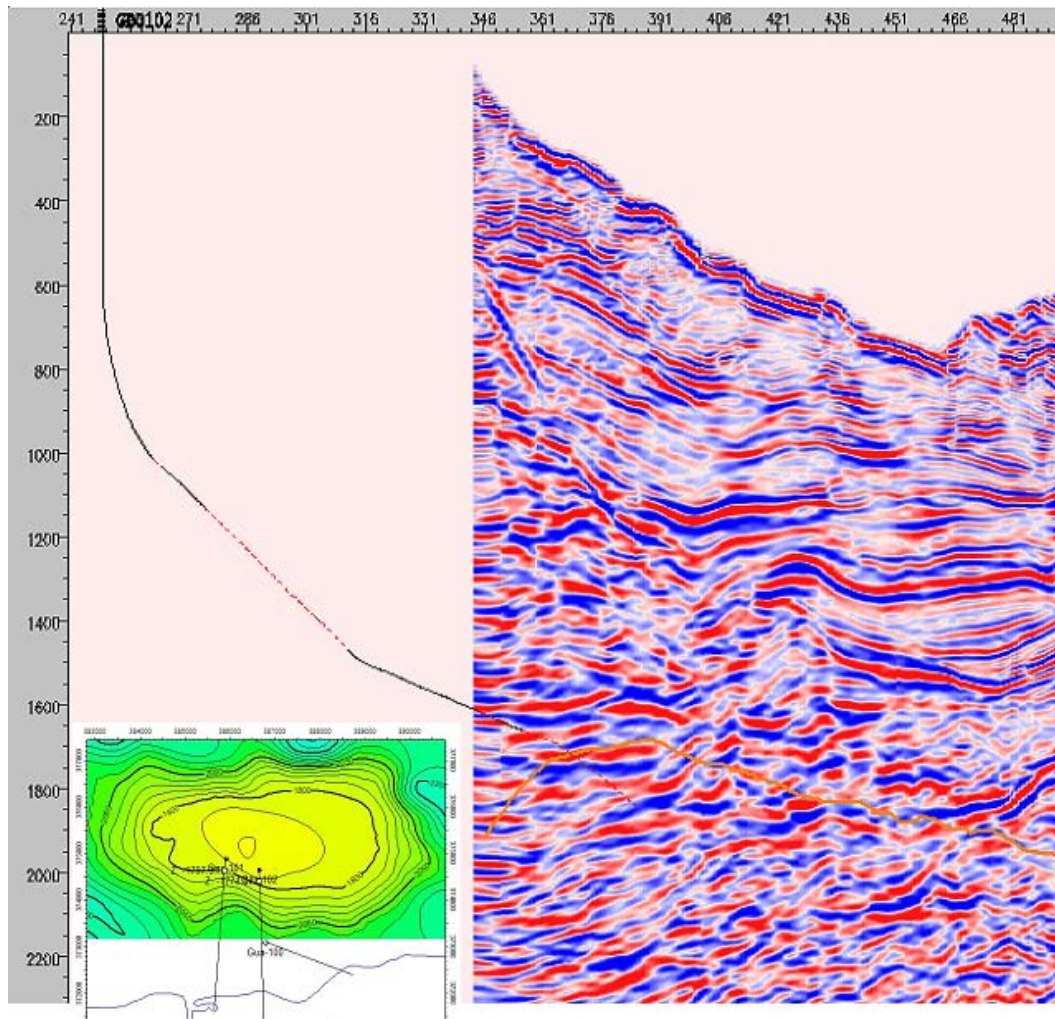


Figura 41. Crossline arbitrario de la imagen sísmica, trayectoria del pozo de exploración que coincide con la entrada en reservorio y mapa estructural por el tope de las rocas reservorios del Grupo Veloz - Canasí. (Socorro, 2008).

Desde el punto de vista de la interpretación geológica y estructural del corte, es importante aclarar sobre el paquete de conglomerado-areniscas que se denomina Secuencia Caótica Terciaria y que se interpreta como consecuencia del evento tectónico del Terciario posterior a la deposición de la Fm. Vega Alta o sincrónico cuando el evento se encontraba al sur. El

emplazamiento tectónico sobre la Fm. Vega Alta, favoreció la imbricación tectónica de diferentes unidades provenientes del sur (Fm. Vía Blanca, Ofiolitas y volcánicos del arco) y conjuntamente con este proceso se depositaron fragmentos de diversa composición e incluso tamaño, que además continuaban deformándose, dando como resultado una compleja mezcla (melange) en la que es extremadamente difícil diferenciar lo puramente tectónico con el material sintectónico sedimentario.

Los registros geofísicos pasados en este pozo son los habituales ya empleados en los anteriores pozos de esta área. El corte que puede observarse no admite su discriminación en muchos sectores realmente diferentes y la interpretación es parcial porque fuera de ese intervalo no hay definición de las curvas. La calidad de estos posibles reservorios no se asegura como buena. Datos de interpretación arrojan generalmente bajos valores de agua pero poca porosidad efectiva (Figura 42).

El pozo se ensayó y mostró presencia de gas, petróleo y agua, aunque en bajos caudales al parecer por la mala calidad de las facies colectoras.

Con la información anterior, evaluaremos los distintos parámetros del **prospecto Guanabo Norte**.

17. Evaluación de la efectividad de la trampa en función de la información. (Tabla XVIII):

- a. Descripción: Se considera las trampas mapeadas por sísmica, con incertidumbre en la correlación entre pozos y en la conversión de tiempo a profundidad y alta complejidad estructural. Se cuenta con una red sísmica 3D:  
**0.5**

18. Evaluación por el tipo de trampa.(Tabla XXIV).

- a. Descripción: Se considera la trampa como de tipo duplex: **0.5.**

19. Evaluación del tamaño de la trampa. (Tabla XXV).

- a. Descripción: Se considera la trampa como de tipo Manto Veloz: **0.5.**

20. Evaluación de la efectividad de la migración. (Tabla XX) (Figura 35).

- a. Descripción: Se considera la trampa formada antes del tiempo de migración:  
**0.6.**

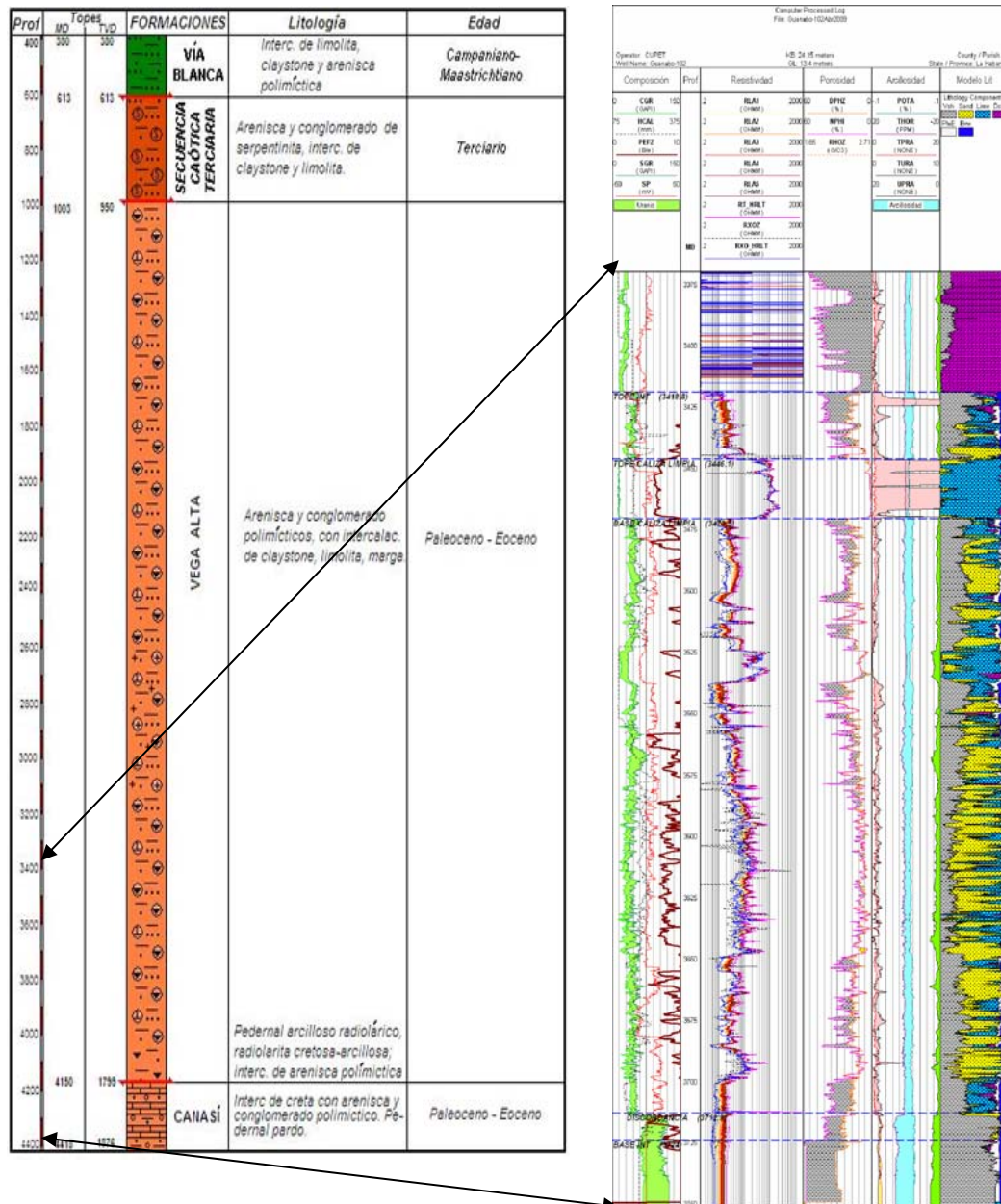


Figura 42. Columna litoestratigráfica generalizada del pozo y registro geofísico estándar.  
21. Evaluación de la distancia de la roca madre. (Tabla XX)

a. Descripción: Se considera un valor para este parámetro de: 0.6.

22. Evaluación del reservorio la relación estructura y porosidad, (Tabla XXVI)

a. Descripción: Se considera el reservorio en una estructura de manto tipo Veloz: 0.5.

23. Evaluación del reservorio la relación estructura y permeabilidad, (Tabla XXVII)

a. Descripción: Se considera el reservorio en una estructura de Manto tipo Veloz, pero con permeabilidades bajas según registros de pozo lo cual puede



estar en función del grado de agrietamiento interceptado por el pozo de exploración: 0.5.

24. Evaluación del reservorio según su relación estructural y espesor, (Tabla XXVIII)

- a. Descripción: Se considera el reservorio en una estructura de Manto tipo Veloz, pero espesores no mayores de 150 metros: 0.5.

25. Evaluación del reservorio según su relación estructural y profundidad de ocurrencia, (Tabla XXIX)

- a. Descripción: Se considera el reservorio en una estructura de Manto tipo Veloz: 0.5.

26. Evaluación del reservorio según la posible calidad del petróleo y su tipo de estructura, (Tabla XXX)

- a. Descripción: Se considera el reservorio en una estructura de Manto tipo Veloz con petróleo pesado: 0.5.

27. Evaluación de la efectividad del sello en función de su calidad y tipo estructural. (Tabla XIX):

- a. Descripción: Se considera el sello combinado, con el tope discontinuo facial y fallado en estilos estructurales de sobreempujes en estructuras complicadas: 0.4.

28. Evaluación geofísico del indicador de hidrocarburo directo (DHI).(Tabla XXXI):

- a. Descripción: Se considera que por la sísmica no se observa el indicador (DHI): 0.4.

29. Evaluación del riesgo de en la Sísmica. (Tabla XXXII y XXXIII):

- a. Descripción:

	INTERPRETACION	Valor Relativo	Parámetro
A	Definición Estructural (mlseg)	1	7
B	Número de líneas que interceptan la estructura	2	5
C	Veracidad del Campo de velocidades	0.5	
D	Error de interpolación	1	Estructura > Error
E	Localización del Error	0.8	Dentro del área de cierre
F	Área Crítica/Error	0.5	Dentro del área crítica
	<b>Valor del riesgo</b>	<b>0.4, (&lt;=1)</b>	0.5

#### IV.5. Valoración Económica del Riesgo del Play.

Después de definir el modelo geológico del Play mediante el mapa sumario y evaluado los diferentes parámetros de control y procesos geológicos, evaluaremos los diferentes factores que definirán la razón económica de la exploración, que tienen su base en el análisis estadístico y el conocimiento de expertos sobre esa región geológica. Esta es la evaluación de la metodología expuesta en el Capítulo III (Tabla XXXIX).

Tabla XXXIX. Resultados de la valoración económica del Play.

<b>B. Inventario de Prospectos y yacimientos:</b>		<b>Valores</b>
1.	Área Play (km <sup>2</sup> ): (B1)	13220
2.	Cantidad de yacimientos conocidos: (B2)	14
3.	Cantidad de Prospectos perforados, $\geq$ mínimo tamaño geológico: (B3).	12
4.	Total de Prospectos perforados: (B4=B2+B3).	26
5.	Cantidad de Prospectos mapeados sin perforar: (B5).	5
6.	Cantidad de lead o estructuras mapeadas: (B6).	8
7.	Total de estructuras mapeadas sin perforar: (B7=B5+B6).	13
8.	Gran Total: (B8=B4+B7).	39
9.	Densidad de perspectividad: (B9=B8/B1).	3.0
<b>C. Oportunidades futuras para el Play.</b>		
1.	Última razón aproximada de éxito del Play: (C1=B2/B4).	0.54
2.	Recalculo aproximado del éxito futuro del Play: (C2).	0.21
3.	Numero de Prospectos más probables: (C3= B7 x C2)	3
4.	Mínimo prospecto a descubrir $\geq 1$ : (C4).	1.01
5.	Máximo numero de Prospectos a descubrir: (C5) .	9
6.	Media total: (C6= (C3+C4+C5)/3).	4
7.	Recalculo de la futura razón de éxito del Play: (C7=C6 / B7).	0.33
8.	Probabilidad (de control geológico) Roca Madre: (C8)	0.569
9.	Probabilidad (de control geológico) Reservorio: (C9)	0.5
10.	Probabilidad (de control geológico) Trampa: (C10)	0.5
11.	Probabilidad (de control geológico) Timing : (C10a)	0.597
12.	Probabilidad de futuros prospectos a descubrir: (C11=C8 x C9 x C10 x C10a).	0.08
13.	Media: (C12=C7 x C11)	0.03
14.	Coefficiente de acierto (C1 o cálculo estadístico): (C13)	0.5
15.	Cantidad de prospectos a descubrir con menor riesgo: (C15= C13 x C6 )	2
16.	Riesgo regional del play : (C16= C6 x C11)	0.36
17.	Riesgo regional del play (Figura 26, Chevron): (C16a)	0.12
<b>D. Futuro tamaño del yacimiento (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> recuperables).</b>		
1.	Mínimo volumen de prospecto descubierto: (D1)	6.00
2.	Volumen mas probable: (D2)	7.32
3.	Volumen máximo : (D3)	9.00
4.	Tamaño medio: (D4)	7.38

Según la Tabla XXXIX para el play FNCP se determinó con un valor de 0.33 la futura razón de éxito del play que significa como valor que para la el riesgo regional del play este se comporta como un play muy prometedor por clasificación de la Tabla XXXIIIa. Ahora con respecto a los prospectos es de solo 0.03 que es una incertidumbre alta. Esta aparente contradicción se puede deber deficiencias en la política de exploración y resultados

negativos obtenidos. Aquí los valores de volumen sobre el futuro yacimiento son especulativas y no se deben de utilizar para determinar el recursos.

La valoración del play FNCP según Chevron (Figura 43), el play tiene una probabilidad de éxito de 0.06 que representa un riesgo alto, denota que nos encontramos en un área con niveles de conocimiento muy bajo, tenemos un modelo de play que debemos renovar y que nuestro play se encuentra en una zona convencional de exploración, muy cerca del área de frontera.

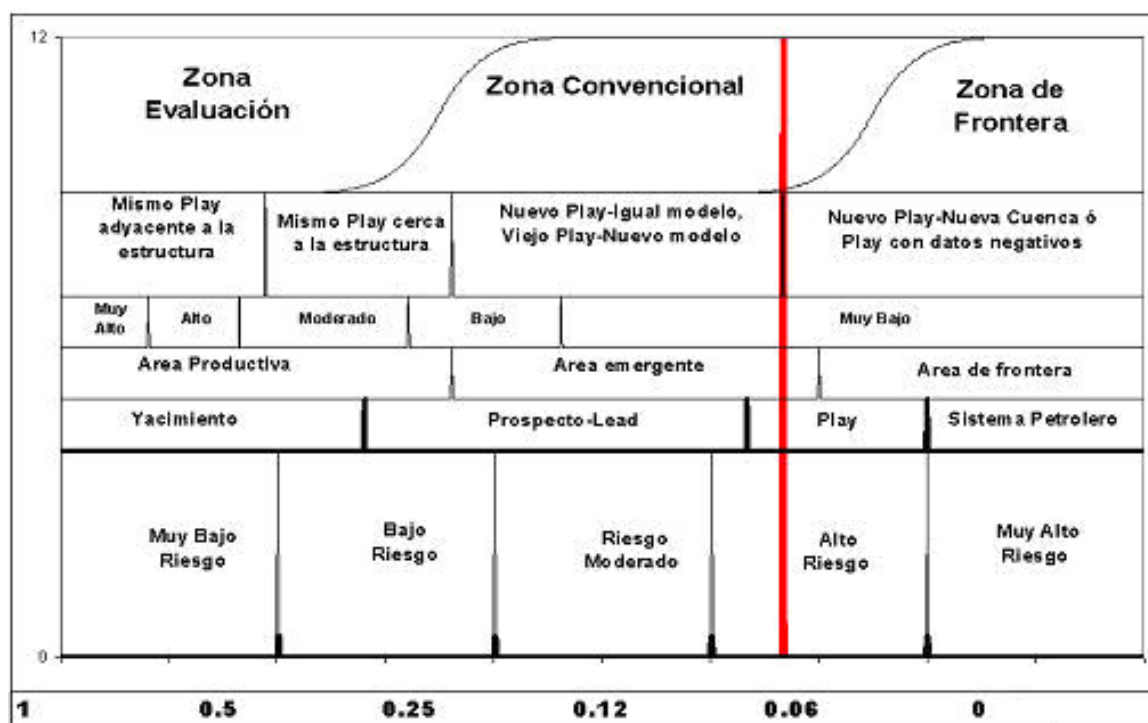


Figura 43. Evaluación de riesgo para el Play con respecto a sus Prospectos.

En la Figura 44, se evalúan los valores de los distintos parámetros de control geológico en su conjunto resultados según concepciones estadísticas, algoritmos de ingeniería del conocimiento y de modelación de Monte Carlo y que dan como resultado un valor de riesgo para el play de 0.056 y para el prospecto de 0.0546 para un riesgo alto de ambos.

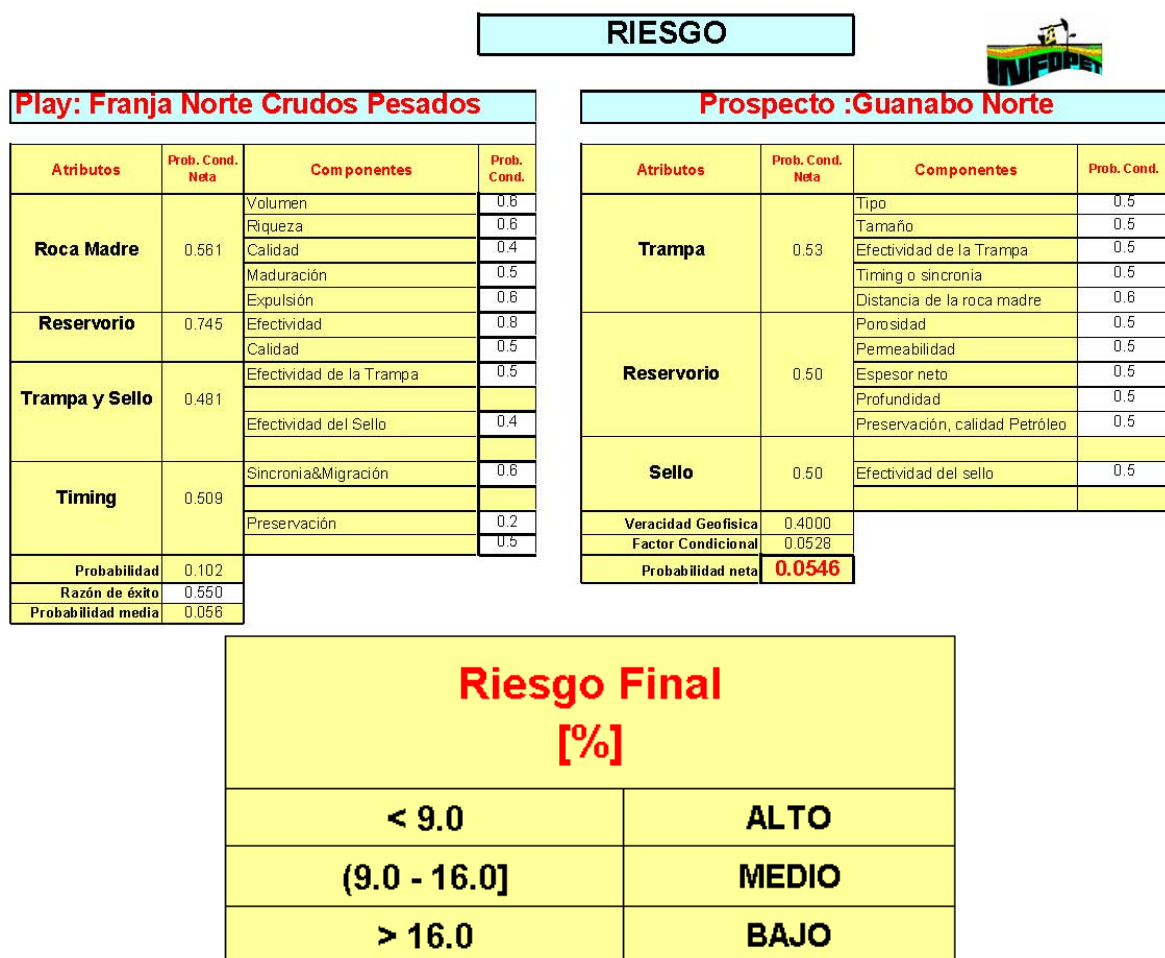


Figura 44. Evaluación de los diferentes parámetros de control geológico para el play y el prospecto y evaluación del riesgo.

#### IV.6. Valoración Económica del Riesgo del Prospecto.

Para valorar el peso económico de un prospecto, debemos de determinar los valores extremos y más probables de sus parámetros geológicos y petrofísicos según los conceptos determinísticos ajustados por probabilidades en la Tabla XL. Aquí se calculó que el prospecto Guanabo Norte podría tener unos recursos mas probables entre 3.56 a 14.74 Mm<sup>3</sup>, con un valor mas probable de 7.24 Mm<sup>3</sup> de recursos recuperables.

Tabla XL. Resultados de la valoración económica del prospecto por el método determinístico con probabilidades.

A. Metadata del Prospecto:		Valores de los parámetros						
1. Nombre Play:		FNCP						
2. Prospecto:		Guanabo Norte						
3. Roca Madre:		Grupo Veloz						
4. Tipo de Reservorio:		Grupo Veloz						
5. Tipo de Trampa		Grupo Veloz						
B.Trampa			Min.	Max.	MinC.	Prob.	MaxC.	Media
1. Área del cierre (m <sup>2</sup> )		P1	4000000.00	8280000.00	4000000.00	5754997.83	8280000.00	5906497.96
2. Espesor Total Reservorio (m)		P2	70.00	125.00	70.00	93.54	125.00	95.43
3. Altura del Cierre (m)		P3	120.00	130.00	120.00	124.90	130.00	125.21
4. Corrección geométrica		P4 (P4a, P4b)	0.74	0.78	0.74	0.76	0.78	0.76
a) Espesor/Altura		P4a=P2/P3	0.58	0.96	0.58	0.75	0.96	0.76
b) Trampa rel. Largo/Ancho		P4b	0.70	0.80	0.70	0.75	0.80	0.75
5. Corrección reservorio (m)		P5=P4 x (el menor entre P2 y P3)	51.80	97.50	51.80	71.07	97.50	72.65
6. Volumen Total (km3)		P6=P1 x P4	2.96	6.46	2.96	4.37	6.46	4.50
C. Reservorio								
1. Razón Espesor Neto/Total		P7	0.75	0.80	0.75	0.77	0.80	0.78
2. Porosidad (frac.)		P8	0.11	0.15	0.11	0.13	0.15	0.13
3. Saturación HC (frac.)		P9	0.70	0.80	0.70	0.75	0.80	0.75
5. Coeficiente de recálculo		P10	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
6. Coeficiente de entrega		P11	0.07	0.08	0.07	0.07	0.08	0.08
D. Recursos recuperables con riesgo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		P12=P6xP7 xP8xP9xP10xP11 xProbabilidad condicional Neta Prospecto	3.56	14.74	3.56	7.24	14.74	7.69

La evaluación de los recursos extraíbles por el método volumétrico (determinista) (Tabla XLI), se consideran variables independientes, combinadas en interacciones en el método de Monte Carlo. . Aquí se calculó que el prospecto Guanabo Norte podría tener unos recursos entre 1.373 a 9.042 Mm<sup>3</sup>, con un valor medio de 3.75 Mm<sup>3</sup> de recursos recuperables. Las probabilidades que aparecen en la tabla por supuesto no entran en el calculo determinístico y se utilizan para el calculo de recursos por el método de Bayes que no se incluye en este trabajo.

Tabla XLI. Parámetros determinísticos para el cálculo de recursos extraíbles.

PARAMETROS PARA CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS SUPUESTAS				
Parámetros	Mínimo	Medio	Máximo	UM
Area Efectiva del objetivo	4000000	5906498	8280000	m2
Espesor Efectivo	70	95.42	125	m
Porosidad Efectiva	0.11	0.13	0.15	fracc
Saturación de Petróleo	0.7	0.75	0.8	fracc
Coeficiente Recálculo	0.91	0.91	0.91	fracc
Coeficiente Entrega	0.07	0.075	0.08	fracc
Reservas Supuestas	1.373	3.750	9.042	Mm3
Probabilidades	0.05	0.80	0.15	fracc.

En la Tabla XLII se definen las distribuciones de los parámetros volumétricos a considerar en la modelación de Monte Carlo. Estos se evalúan en la Tabla XLII.

Con esa cantidad de valores generados aleatoriamente (Tabla XLIII), confeccionamos distribuciones de frecuencia Tabla XLIV.



Tabla XLII. Definición de los parámetros según sus distribuciones

PARAMETROS	UM	Uniforme	Triangular
Area Efectiva [m2]	metros2		x
Espesor Efectivo [m]	metros		x
Porosidad Efectiva	fracción		x
Saturación de Petróleo	fracción		x
Coefficiente Recálculo	fracción	x	
Coefficiente Entrega	fracción		x

Tabla XLIII. Valores generados mediante la simulación Monte Carlo.

Min	3.049	4197107	79.89	0.11515	0.71250	0.91000	0.07060
Max	5.356	7851078	119.33	0.14579	0.79779	0.91000	0.07939
Med	4.058	6289135	96.25	0.13017	0.75667	0.91000	0.07483
No	Simula.	Area E. m2	Esp. E. m	Poros. E. fracc.	Sat. Pet. fracc.	Coef. Rec. fracc.	Coef. Entr. fracc.
1	3.156	5277270	99.34	0.12073	0.73406	0.91000	0.07465
2	3.335	4908767	92.44	0.13901	0.77275	0.91000	0.07520
3	4.048	6787665	91.20	0.13449	0.73874	0.91000	0.07232
4	3.201	6278932	82.51	0.12620	0.73245	0.91000	0.07346
5	4.202	6471397	92.57	0.13148	0.76029	0.91000	0.07712
39	3.431	6280376	85.53	0.12292	0.77126	0.91000	0.07404
40	3.522	5986642	89.76	0.14054	0.71756	0.91000	0.07142
41	3.606	5055041	98.94	0.13485	0.77280	0.91000	0.07603
42	4.397	6450395	119.33	0.11639	0.72284	0.91000	0.07461
43	4.269	6585204	98.68	0.12466	0.78002	0.91000	0.07425
379	3.838	6093441	104.98	0.11804	0.74273	0.91000	0.07520
380	3.397	6598361	85.73	0.11783	0.75774	0.91000	0.07391
381	5.232	6511637	106.80	0.14384	0.76462	0.91000	0.07516
382	3.782	6124493	96.78	0.13226	0.71624	0.91000	0.07401
383	5.204	7301755	102.42	0.13380	0.79044	0.91000	0.07230
384	5.142	7536712	94.41	0.13500	0.75395	0.91000	0.07802
385	5.356	7700808	92.50	0.14156	0.79779	0.91000	0.07316
386	4.000	7123129	83.34	0.13247	0.75633	0.91000	0.07391
387	3.261	6136739	81.12	0.12932	0.71832	0.91000	0.07750
388	3.838	5744286	110.97	0.11872	0.78943	0.91000	0.07060
389	3.206	5905648	83.55	0.12645	0.74752	0.91000	0.07553
390	3.960	7426537	87.24	0.12696	0.74402	0.91000	0.07111
500	3.141	5615011	95.32	0.11579	0.73819	0.91000	0.07545
501	4.110	6414448	103.31	0.13104	0.71250	0.91000	0.07301
502	4.951	7153480	97.25	0.13149	0.78719	0.91000	0.07555
503	3.760	7135387	79.89	0.12946	0.76341	0.91000	0.07334
504	3.643	6676524	85.72	0.12106	0.76085	0.91000	0.07595
505	4.177	5803009	95.91	0.14579	0.74919	0.91000	0.07543
506	5.194	7468153	110.89	0.12589	0.76368	0.91000	0.07168
507	4.963	7851078	86.98	0.13068	0.76980	0.91000	0.07939
700	3.915	5455078	103.46	0.12671	0.77939	0.91000	0.07720
701	4.714	7678978	91.62	0.12981	0.73791	0.91000	0.07687
702	5.333	6908749	106.20	0.14016	0.75476	0.91000	0.07550
703	3.672	5205404	102.66	0.12818	0.76277	0.91000	0.07723
704	3.939	6496067	85.30	0.13518	0.73981	0.91000	0.07811
705	3.884	6557966	82.02	0.14188	0.76395	0.91000	0.07321
706	5.231	7152889	110.36	0.13263	0.74241	0.91000	0.07396
707	4.567	6152655	108.35	0.12945	0.76904	0.91000	0.07562
708	3.717	6299742	93.22	0.12640	0.73307	0.91000	0.07507
709	5.051	7579799	92.82	0.13886	0.78557	0.91000	0.07232
710	3.583	5175732	95.19	0.13966	0.77701	0.91000	0.07364
711	3.049	5161610	104.10	0.11515	0.74437	0.91000	0.07274
712	3.339	4580046	108.78	0.12891	0.75645	0.91000	0.07552
713	3.806	6520894	93.85	0.12476	0.74533	0.91000	0.07349
800	3.640	5564223	106.10	0.11764	0.78130	0.91000	0.07371
801	3.767	5618984	103.52	0.12457	0.74203	0.91000	0.07699
802	3.556	5347422	95.95	0.12373	0.78833	0.91000	0.07808
900	4.308	7006074	92.00	0.13129	0.74717	0.91000	0.07487
901	5.117	7336783	99.45	0.13753	0.77988	0.91000	0.07185
902	4.318	5796837	102.18	0.13823	0.77307	0.91000	0.07496
997	4.805	6823368	95.84	0.13411	0.76820	0.91000	0.07838
998	3.448	5496307	90.25	0.13466	0.76351	0.91000	0.07430
999	3.132	4197107	98.58	0.13990	0.74993	0.91000	0.07929
1000	3.915	5092265	115.39	0.13107	0.74796	0.91000	0.07468

Tabla XLIV. Distribución de frecuencia de los valores generados

No	Desde	Hasta	Frec	FrecAcum	FrecNorm	MarcaClase	LimInf	LimSup
1	2.0842	2.4967	17	17	0.0170	2.2904		
2	2.4967	2.9092	60	77	0.0770	2.7030		
3	2.9092	3.3218	145	222	0.2220	3.1155	2.911	
4	3.3218	3.7343	216	438	0.4380	3.5281		
5	3.7343	4.1469	208	646	0.6460	3.9406		
6	4.1469	4.5594	141	787	0.7870	4.3531		
7	4.5594	4.9719	119	906	0.9060	4.7657		
8	4.9719	5.3845	58	964	0.9640	5.1782		5.079
9	5.3845	5.7970	24	988	0.9880	5.5907		
10	5.7970	6.2096	6	994	0.9940	6.0033		
11	6.2096	6.6221	5	999	0.9990	6.4158		

En la Figura 45 mostramos los resultados del cálculo de los recursos por el método de Monte Carlo aplicado a la evaluación de parámetros de control geológico y valoración de reservas de hidrocarburos, cuyos recursos extraíbles mas probables hacienden a 4.765 Mm<sup>3</sup> en un rango entre 2.911 a 5.079 Mm<sup>3</sup>, considerándose dado las tablas de evaluación el riesgo de las Figuras 44 y 45 como **prospecto como de alto riesgo geológico y con alta recompensa.**

Simulación Reservas (Monte Carlo)	Reservas [MM m3]		Prob.	M. Clase	Valor
	Desde	Hasta		[Mm3]	\$M CUC
Reserva Min. Probable (RMinP)	2.084	2.91	0.150	2.6	222.444
<b>Reservas mas Probables</b>	<b>2.91</b>	<b>5.08</b>	<b>0.800</b>	<b>4.765</b>	<b>443.024</b>
Reserva Max. Probable (RMaxP)	5.08	6.622	0.050	5.747	431.688
Total			1.000		

Resultado final	Este objetivo tiene un riesgo ALTO con un recompensa ALTA.	Pozo: ONSHORE de tipo Inclinado.
-----------------	--	----------------------------------

Recompensa		Caudal Inicial
Reservas Extraíbles [m3]		Toneladas/día
>=240000	ALTA	>250
(200000 - 240000]	ALTA a MEDIA	(200 - 250]
(160000 - 200000]	MEDIA a ALTA	(150 - 200]
(110000 - 160000]	MEDIA	(100 - 150]
(70000 - 110000]	MEDIA a BAJA	(70 - 100]
(50000 - 70000]	BAJA a MEDIA	(50 - 70]
<50000	BAJA	<=50

Figura 45. Resultados de las reservas extraíbles generados

Presentamos el árbol de decisión para el prospecto Guanabo Norte, en función del riesgo, recursos, precios del hidrocarburo y costos generales el pozo. Figura 46.

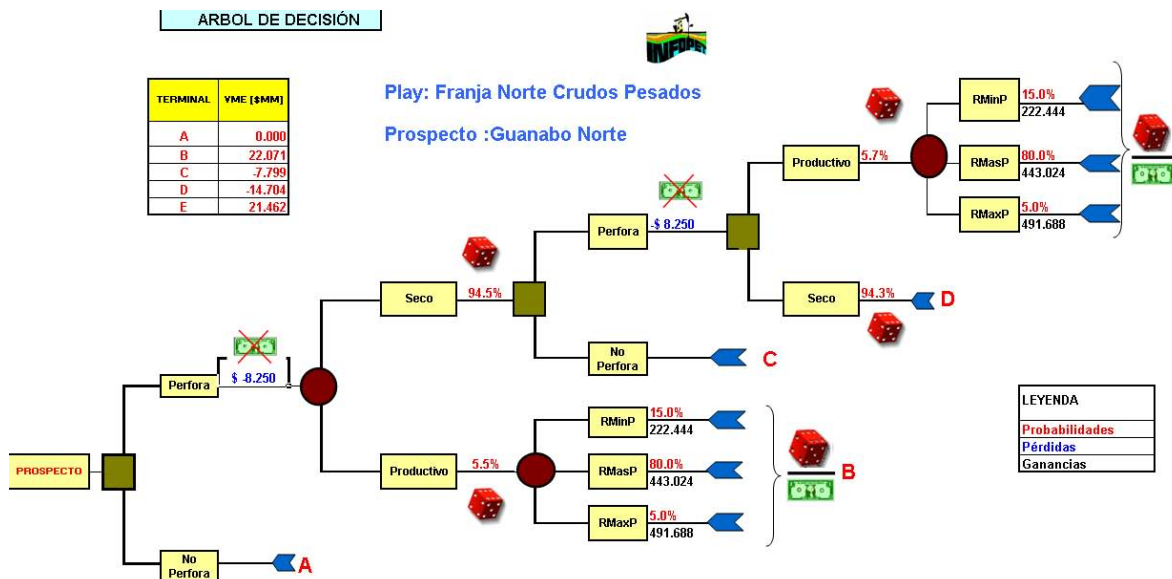


Figura 46. Árbol de decisión de acción alternativas y toma de decisiones.

1. Si se toma la decisión de no perforar el prospecto (Ramal A), el VME = 0
2. Si se toma la decisión de perforar se tendrá una pérdida de -8.25 MCUC por el costo del pozo. Si este pozo es productivo (Ramal B), tendremos una ganancia monetaria VME = 22.071 MCUC y un valor mas probable en reservas extraíbles en 443.024 millones de pesos.
3. Si se toma la decisión de perforar y este pozo es seco (Ramal C), tendremos una pérdida de -7.799 MCUC. El valor de la pérdida es menor en este caso ya que si se considera el pozo seco se supone que no se invierta mucho en los análisis petrofísicos (registros de pozo, ingeniería de yacimientos etc.).
4. Si se toma la decisión de perforar otro pozo y este pozo es seco (Ramal D), tendremos una pérdida o sea un VME de -14.704 millones de pesos.
5. Si se toma la decisión de perforar el segundo pozo y este es productivo (Ramal E), tendremos una ganancia monetaria VME = 19.302 MCUC y un valor mas probable en reservas descubiertas en 443.024 MCUC.

A modo de ejemplo de aplicación mostraremos el gráfico de la Figura 47 de recalibración de pronósticos de la exploración en el play FNCP. La interpretación de la gráfica nos expresa que ha existido una marcada tendencia a la sobreestimación de los parámetros que conforman los recursos de los prospectos, para indicar una política empresarial demasiado optimista por parte de los especialistas evaluadores.



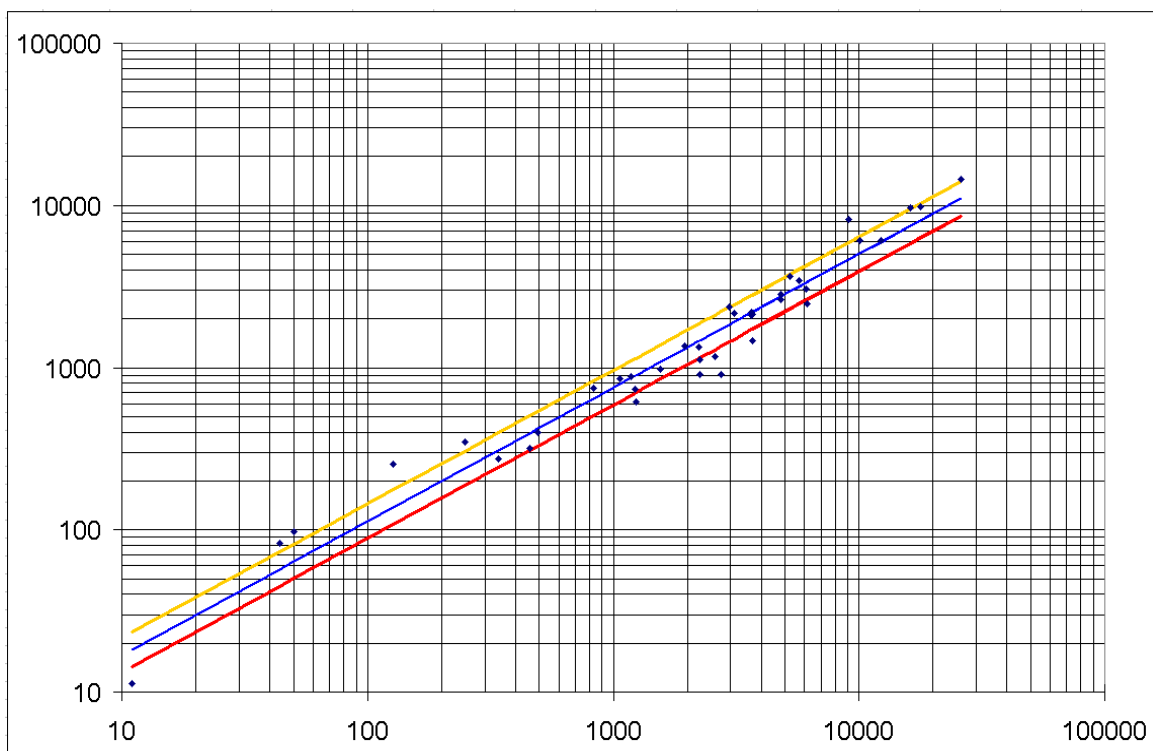


Figura 47. Recalibración de pronósticos de la exploración en la FNCP

Una confirmación a los análisis realizados anteriormente se puede observar en la Figura 48

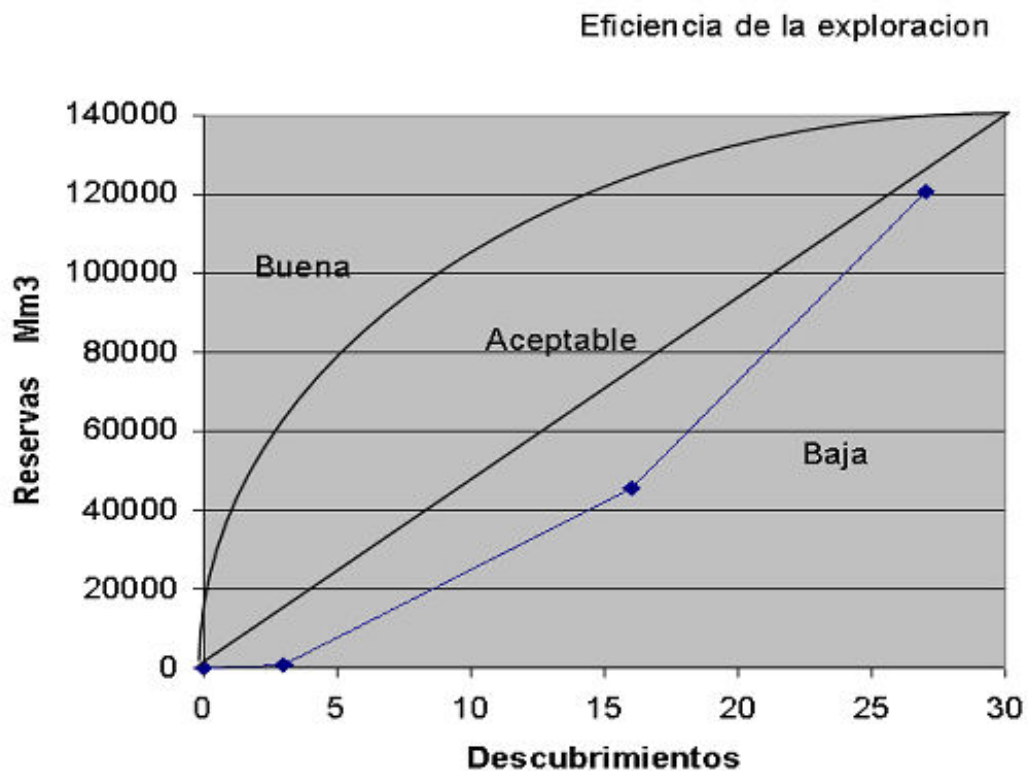


Figura 48. Grafico de la eficiencia de la exploración para el play FNCP.

La relación entre los descubrimientos de los prospectos y las reservas, evidencia un grado de acierto en la perforación bajo. Esto último se fortalece por los resultados dados en la Tabla XXXIIIa que evalúa al play FNCP como un play pobremente productivo con 0.03 como valor de probabilidad.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **Conclusiones**

1. Se diseñó una metodología objetiva para evaluar la incertidumbre que existe para descubrir una acumulación de hidrocarburo con interés económico.
2. Las herramientas de análisis de riesgo estudiadas, aportan un buen potencial para mejorar el rendimiento de la exploración y la producción de hidrocarburos disminuyéndose el subjetivismo en el criterio decisión para la perforación de un prospecto, cosa que implica un aumento en el coeficiente de acierto de la perforación e incide en disminuir los costos.
3. Para el apoyo práctico de esta metodología se diseñó un procesamiento automático para la evaluar el riesgo de los parámetros y procesos geológicos y calcular los recursos de hidrocarburo en los play y prospectos, para que mejore la toma de decisiones para la exploración.
4. Se logró mediante una recopilación del conocimiento y su estudio formalizar la evaluación probabilística de los parámetros y procesos geológicos que interviene en el riesgo en la exploración de play y prospectos.
5. Se validó esta metodología en el prospecto Guanabo Norte en el play de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, en el Sistema petrolero Grupo Veloz / grupo Veloz (j).
6. Mediante la aplicación de algoritmos de razonamiento de la incertidumbre de combinación de tipo GLOB no-arquimedeanas se pudieron integrar en el procesamiento del riesgo, de 7 atributos, que anteriormente se consideraban (roca madre, reservorio, trampa & sello y timing para los play y trampa, reservorio y sello para los prospectos) a 22 atributos evaluadores de los parámetros enunciados anteriormente.
7. Se introdujo como factor importante en la evaluación del riesgo la representación espacial y georreferenciada de los mapas de play y bases de datos asociadas con la integración de los Sistemas de Información Geográficos.
8. Se introdujo y se perfeccionó para el cálculo económico de los prospectos la posibilidad de estimar los recursos recuperables y categorizar los resultados por

medio de la incertidumbre, utilizando el enfoque determinista y el enfoque probabilístico, mediante la simulación de Monte Carlo.

9. Aunque por razones de tiempo, disponibilidad y sensibilidad de la información, no se ha podido realizar un análisis profundo del Play FNCP y sus prospectos si se han obtenido los siguientes resultados significativos:

Modelo		Determinístico	Determinístico con probabilidades	Probabilístico
Riesgo	play	?	0.67	0.55
	prospecto	?	0.03	0.0546
Recursos mas Probables Mm <sup>3</sup>		3.75	7.24	4.765

- La razón de éxito futura del Play FNCP por los métodos determinísticos combinados con la incertidumbre y probabilísticos nos dicen que el play es prometedor aunque el prospecto analizado Guanabo Norte se manifiesta como un prospecto con riesgo alto. Nótese que por el modelo determinístico no es posible calcular el riesgo.
  - La evaluación de las reservas recuperables del prospecto se evaluaron siendo el método determinístico con probabilidades con 7.24 Mm<sup>3</sup> el mayor. Debe tenerse en cuenta que en este calculo se introducen correcciones en la geometría del prospecto.
  - Del análisis determinístico con probabilidades se desprende la información que de acuerdo al grado de exploración que presenta este play en el futuro inmediato encontraremos objetivos que fluctuaran con volúmenes recuperables entre los 6.0 – 9.0 Mm<sup>3</sup> en cantidad de 3 a 9 nuevos descubrimientos.
10. Se demostró la superioridad del análisis probabilístico sobre el determinístico, sobre todo cuando se explora en complejas regiones geológicas donde el conocimiento es impreciso y muchos presupuestos son de naturaleza poco o no formalizados.
11. El manejo de la exploración en el play no ha sido la más correcta cosa que se corrobora con los análisis de las probabilidades del play y la Figura 46. Esto nos reafirma la idea de que;

- a. no se domina a cabalidad el modelo geológico del play y lo sitúan cerca de un estadio de frontera donde estamos analizando el viejo play pero que necesita un nuevo modelo geológico.
  - b. los proyectos de alto riesgo fracasan unas cuatro veces más de lo previsto porque se subestima el riesgo
  - c. los costos reales de los pozos, a menudo exceden los costos previstos en mas de un 20%.
12. Las herramientas de análisis de riesgo estudiadas, cuentan con un enorme potencial para mejorar el rendimiento de la exploración y la producción, pero para poder desarrollar este inmenso potencial en su totalidad, se debe perfeccionar el factor humano en la ecuación.

**Recomendaciones**

1. Perfeccionar la metodología para el cálculo del riesgo geológico, introduciendo nuevos parámetros que regulan los de control geológico y adaptar los evaluados mucho mejor a nuestras condiciones, mediante el estudio más profundo de cada uno de ellos en el Play.
2. Crear un sistema de cálculo, donde se introduzcan en el cálculo probabilístico las correcciones geométricas en el prospecto e instrumentarlo en el sistema automatizado de cálculo.
3. Introducir en los cálculos, la evaluación de la eficiencia en la generación los de hidrocarburos y su migración.
4. Se debe estudiar con más profundidad, los parámetros económicos que se involucran en la exploración, comenzar el árbol de decisión desde el momento en que se comienzan los trabajos preliminares de exploración, dígame la sísmica y otros métodos geofísicos, parámetros de infraestructura y eliminar el uso de la doble moneda en el calculo economico.
5. Esta metodología solo incluye el análisis de riesgo para prospectos considerados independientes entre si. Aunque se requiere de una investigación mas compleja se debe de introducir en los cálculos el análisis del riesgo para prospectos dependientes entre si con evaluaciones a priori y posteriori mediante el método probabilístico bayesiano.
6. Hacer más participativo en el cálculo del riesgo de los atributos sísmicos empleados en la confección de los mapas estructurales.
7. Introducir en la elaboración de los mapas de play los métodos geosestadísticos de simulación condicional (análisis de variogramas, co-kriging etc.)
8. Se deben valorar y corregir las tendencias personales, tales como prejuicios, predisposición y preferencias, que inciden en los pronósticos y mejorar la cultura de la corporación y el liderazgo.

**BIBLIOGRAFIA**

Academia de Ciencias de Cuba ((1975).Metodología del conocimiento científico. Editorial Ciencias Sociales, La Habana

Álvarez, C. (2007). Metodología a aplicar en la fase de conclusión de la Exploración en prospectos cubanos. Archivo CEINPET

Bailey, W. (2001). Riesgos medidos, Oilfields Review.

Baker, R.A. (1986). Geologic Field Number and Size Assessment of Oil and Gas Plays, in Oil and Gas Assessment: Methods and Applications: AAPG. Studies in Geology No. 21, p. 25 – 31.

Capen E. C. (1976). “The Difficulty of Assessing Uncertainty,” *Journal of Petroleum Technology* 28, no. 8, 1976, pag. 843-850.

CCOP (2000). Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects, <http://www.ccop.or.th> , (Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in Asia)

CCOP (2000). The Petroleum Resource Classification System. Biblioteca NANCOR, Namibia

CCOP (2000). Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects, [http://www.ccop.or.th/onlinepub\\_detail.asp](http://www.ccop.or.th/onlinepub_detail.asp)

Chanpertier, R. (1986). Anotated bibliography of methodology for assessment of undiscovered oil and gas resources, AAPG, Studies Geology 21, p 247-263

Clifford, A, C. (1986). Future petroleum Province of the world .AAPG Memoir 40, p. 339-372,CPI

Crovelli R,A. (1986). FASP: An analytic resource appraisal program for petroleum play analysis., Computer & Geosciences, Vol 12,No. 4B

Davis, J.C. (1986). Statistics and data analysis in geology. John Willey and Sons. Inc. New York, 550 pp.

Dembicki, H. D., Jr., and F. L. Pirkle (1985). Regional source rock mapping using a source potential rating index: AAPG Bulletin, v. 69, p. 567-581.

Domínguez, A. (2009). Proyecto 2401 Actualización del Potencial de hidrocarburos de la República de Cuba, Etapa 23, Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana.

- Dow, W. G. (1974). Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston basin: AAPG Bulletin, v. 58, p. 1253-1262.
- Downey, M. W.,(1984). Evaluating seals for hydrocarbon accumulations: AAPG Bulletin, v. 68, p. 1752-1763.
- Echevarria G. (2004). Oil and Gas Exploration in Cuba. Journal of Exploration
- Echevarría G.(1980). Recomendaciones para continuar la perforación. Archivo técnico CEINPET # 80.
- Everet de Bolyer (1918). Cuban Exploration Perspectives, Archivo ONRN
- Fang J. H. and Chen H. C.(1999). A New Method for Prospect Appraisal. The AAPG Bulletin, Vol 76, No 3, 1999.
- Fang J. H. and Chen H. C. (1992). Xpros: A Fuzzy Expert System For Prospect Appraisal. Renue IFP, Vol 47, no. 3.
- Gerhard, L. C., S. B. Anderson, J. A. Lefever, and C. G. Carlson, (1982). Geological development, origin, and energy mineral resources of Williston basin, North Dakota, AAPG Bulletin, v. 66, p. 989-1020.
- Gómez J., (2002). Use of structural data for statistical estimation of outcome probabilities in central basin. Archivo CEINPET.
- Gómez J.(2003). Sistema evaluativo del riesgo geológico en la exploración petrolera. Memorias 2<sup>da</sup> Jornada Científica CEINPET.
- Gómez J. (2003). Evaluación difusa de prospectos petroleros. ISBN 959-7117-11-8
- Harbaugh , J. (1969). Simulation of geologic systems: an overview.
- Harbaugh , J. (1995). Computing Risk for Oil Prospects: Principles and Programs, Volume 14, eBook edition , ISBN: 9780080529509.
- Hassan, T. H., and Azer S. (1985). The occurrence and origin of oil in offshore Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers Fourth Middle East Oil Technical Conference Proceedings, p. 143-155.
- Kearns, J. R., and Traut J. D. (1979). Mississippian discoveries revive the Williston basin: World Oil, May, p. 52-57.
- Kjell Øygard (2005). Recent advances in petroleum assessment, Trondheim, Norvegia
- Kjemperud A. (2007). Play Analysis Methodology, Bridge Group



- Linares E. (2001). Guía práctica para el estudio sobre el terreno de las localidades de interés gasopetrolífero, Archivo CEINPET.
- López J. G. (2007). Proyecto 2401: Actualización del Potencial de Hidrocarburos de Cuba para los años 2002 – 2006.
- López J. G. (2005). Actualización del Potencial de Hidrocarburos. Archivo CEINPET. Proyecto 2401: Actualización Del Potencial De Hidrocarburos De Cuba Para Los Años 2002 – 2005.
- Lopez J.G. (2007). Sistemas petroleros , Clases de maestría. CEINPET.
- Lopez J.O. (2007). Geoquímica, Clases de maestría. CEINPET
- Machado B. R. (1988). ¿Cómo se forma un investigador? Editora Ciencias Sociales, La Habana..
- Magoon L., Dow G. (1994). The Petroleum From Source to Trap, AAPG Memoir 60.
- Magoon, L.B. (1995). The play that complements the petroleum system, A new exploration equation: Oil and Gas Journal.
- Mc Grath (1921). Carta de Remisión a P. B. y Reporte breve de la Geología Cubana. Archivo ONRN.
- Meissner, F. (1984). Petroleum geology of the Bakken formation, Williston Basin, AAPG 35,p. 159-179.
- Meissner, F. (1981). The creaming method a Bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces, Journal of Royal statistical Society, v 144,
- Meissner, F. F.,(1984). Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston basin, North Dakota and Montana, in G. Demaison and R. J. Murriss, eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir 35, p. 159-179.
- Milton, N. J., and Bertram, G. T (1992). Trap Styles-A New Classification Based on Sealing Surfaces. AAPG Bulletin, v 76, no. 7, pag. 983-999.
- MINBAS (2009). MINBAS Rs. 384-386/08, <http://www.gacetaoficial.cu/edicante.php>.
- Newendorp P.D.(1976). Decision Analysis for Petroleum Exploration, ISBN 0-87814-064-6.
- Norwegian Petroleum (1998). *Reporte Anual de (1997 de la Dirección Petrolera de Noruega*. Stavanger, Noruega: Norwegian Petroleum.

Directorate Publications, OEC. (2006). Ophir Energy Company (OEC), Informe de opreciones

Ordóñez J. (2006). Aplicación de Redes Bayesian y Simulación Monte Carlo para el Análisis de Riesgo en Proyectos de Infraestructura.

Otero, R. (2009). Proyecto 6404, “Exploración en la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP)”, Etapa informe sísmico evaluativo del Bloque 7 Sector Vía Blanca-Jibacoa, Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana..

Otero, R. (2009). Proyecto 6004, Informe final del pozo Guanabo 102, Archivo técnico CEINPET, Ciudad de La Habana

Otis, R and Schneidermann (1997). A process for evaluating exploration prospects. AAPG Bulletin, v 81, no 7, p 1087-1109.

Otis, R. M. (1997). A process for Evaluating Exploration Prospects, AAPG Bulletin, Vol 81, no 7, pg. 1087 – 1109.

Otis, R., and Schneidermann N. (1997) A process for evaluating exploration prospects. AAPG Bulletin, v 81, no 7, p 1087-1109.

Pérez, Y. (2008). Evaluación del Potencial de Hidrocarburos del sector Cabañas - Guanabo de la Franja Norte de Crudos Pesados. Tesis presentada en opción al título académico de Master en Geología, 2008.

Rose, P. R. (1987). Dealing with risk and uncertainty in exploration: how can we improve? AAPG Bulletin, v. 77, no 3, p 319-326.

Rose, P.R. (1992). Chance of success and its use in petroleum exploration, in R Steinmetz, ed., The business of petroleum exploration: AAPG Tr eatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, p <http://www.searchanddiscovery.net/documents/brown/index.htm>

Rose, P.R. (2001). Plays and concessions—a straightforward method for assessment, Search and Discovery, Article #40024.

Rosencratz F., Pardo J. (1957). History of Petroleum Engineering, <http://www.petroleumhistory.ca/history/phsBiblio.pdf>.

Sánchez Arango (2009). Consideraciones sobre el modelo geológico en el sector La Habana – Matanzas de la FNCP”. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana.

- Sarmiento L, (2001). SIG para al análisis de los sistemas petrolíferos en la exploración de petróleo. *Proceedings ESRI*.
- Saunders, D. F. (1999). Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *AAPG Bulletin*, 85 (1): 170-185.
- Schulcloper, J. R. (1990). Modelos Matemáticos para el reconocimiento de Patrones. ICIMAF
- Schumacher, D. (1999). Surface geochemical exploration for petroleum; in *Exploring for traps and seals*. Chapter 18, 27pp. AAPG Memoir.
- Sheldon T. (2006). Linktionary. Entrada «Metadata», 2001.
- Singh, V. (2009). Assessment of reservoir uncertainties for development evaluation and risk analysis, *The Leading Edge*, ISSN 1070-485X.
- Smith P. (1997). Managing Uncertainty in Oil Field Developments: A Practical Guide to Making Better Decisions”, Schlumberger Oil and Gas Decision and Risk Analysis Symposium, Austin, Texas, EUA, Noviembre 20–21, (1997).
- Socorro R.(2008). Mapa estructural por la envolvente del reservorio realizado a partir de la interpretación en INTEVEP Venezuela, Archivo técnico CEINPET, Ciudad de La Habana
- Spiegel. M. R. (1971). Teoría y problemas de estadística. Editora Ciencia y Técnica. Instituto Cubano del Libro. La Habana.
- SPT (1994). Prospect Evaluation Workshop, Habana, Cuba
- Treesh, M. (2008). Prospect and Play Assessment. PetroSkills.
- Ulmishek, Gregory F. (1986). Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment, in Rice, D.D., ed., *Oil and gas assessments – Methods and applications: AAPG Studies in Geology #21*, p. 59-68.
- Universidad Nacional Buenos Aires (2005). Simulación Método Monte Carlo, [http://www.exa.unicen.edu.ar/catedras/inv\\_op./apuntes/Apunte\\_Teorico\\_MC\\_2005.pdf](http://www.exa.unicen.edu.ar/catedras/inv_op./apuntes/Apunte_Teorico_MC_2005.pdf)
- Valdés J. (1993). Ingeniería del Conocimiento en el Medio Ambiente ARIES, Biblioteca ICIMAF
- Valdés J. (1993). Ingeniería del Conocimiento en el Medio Ambiente ARIES. Editorial Academia. Cuba.ISBN 959-02-0036-2.
- Webster, R. L. (1984). Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota, in J. Woodward, F. F. Meissner, J. L. Clayton (2007). Hydrocarbon source

rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists, p. 57-81.

White, D. A. (1988). Oil and Gas Maps in Assessment, AAPG, v. 72, pag 944-946.

White, D. A.. (1993). Geologic Risking Guide for Prospects and Plays. AAPG Bulletin, V77, pag. 2048-2061.

White, D. A.. (1992). Selecting and assessing play, AAPG Petroleum Geology Handbook, p 87-9

White, D. A.. (1980). Assessing oil and gas plays in facies-cycle wedges: AAPG Bulletin, v. 64, p. 1158-1178.

White, D. A.. (1993). Geologic Risking Guide for Prospects and Plays: AAPG Bulletin, v. 77, p.2048 – 2061.

White, D. A.. (1980). Assessing oil and gas plays in facies-cycle wedges: AAPG Bulletin, v. 64, no. 8, p. 1158-1178.

Zadeh L. (1975). The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning. Information Science.